

**FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO**



# **Mecanismos de Remuneração de Energias Renovável em Ambiente de Mercado**

**Ricardo João Oliveira Fraga**

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

25 de Junho de 2017



# Resumo

Hoje em dia o paradigma energético passa por uma constante reformulação com uma crescente necessidade de inserção de energia renovável na rede elétrica por parte dos vários países de forma a serem alcançadas as metas que lhes são propostas, traduzindo-se nas reduções das emissões de gases poluentes para a atmosfera e no aumento da eficiência energética. O incentivo para a construção de todo o tipo de FER tem surgido através de um aglomerar de apoios tais como tarifas, leilões, net-metering e certificados verdes. No entanto este tipo de apoio acarreta custos que se traduzem nas faturas energéticas dos consumidores através de um conjunto de tarifas e que, em Portugal, cada vez mais têm sido alvo de discussão pela forma como tem aumentado nos últimos anos.

Relativamente ao custo, estas tarifas anuais fixas não refletem de forma real os custos por parte do sistema elétrico, e, além disso, aliam ainda o facto de não incentivarem o consumo energético renovável por parte dos consumidores. Para tal, a adoção de uma tarifa dinâmica que permita uma interação mais patente entre o sistema elétrico e o consumidor representado na medida em que um consumidor que consuma mais renovável seja beneficiado em termos tarifários, com a redução do valor da tarifa, faz parte do objetivo da presente dissertação.

Através de um conjunto de cálculos e simulações, pretendeu-se estudar os efeitos da aplicação desta mesma tarifa dinâmica em termos de sistema e de consumidor. Além disso foi ainda estudado qual o seu comportamento com a inserção de algumas variáveis como o autoconsumo e a compra de garantias de origem por parte do comercializador. Todo este processo foi realizado tendo em conta as várias classes de tensão: MT (Média Tensão), BTE (Baixa Tensão Especial) e BTN (Baixa Tensão Normal), as únicas que suportam, a nível tarifário, os custos com as renováveis.

Em suma, a adoção de uma tarifa dinâmica representativa dos custos com as energias renováveis leva a uma redução significativa comparativamente com a tarifa convencional quando existe um aumento da percentagem de renovável consumida, inculcando deste modo um incentivo pela opção de energia renovável.

Palavras-chaves: Tarifa Dinâmica, Remuneração, PRE, Sistema, Consumidor, Autoconsumo, Garantia de Origem.



# Abstract

Nowadays, the energy paradigm goes through constant reformulation with a growing need of introduction of renewable energy in the electrical network by the varied countries in order to achieve the goals that are proposed to them, translating itself in the cutback on the emission of polluting gases to the atmosphere and on the increase of energy efficiency. The incentive for the building of all kinds of RES (Renewable Energy Source) has appeared from a cluster of backings such as tariffs, auctions, net-metering and green certificates. However, this kind of backing support has costs that echo themselves in the consumer's energy bills through a set of tariffs and that, in Portugal, has more and more been the matter of discussion due to the way it has increased in the last few years.

Regarding the cost, these annual tariffs do not reflect truthfully the costs supported by the electrical system and, besides that, they still add the fact of not encouraging consumers to embrace renewable energies. For that, the adoption of a dynamic tariff that allows a more manifest interaction between the electrical system and the consumer in a way that a consumer that consumes more renewable energy is benefited in tariff terms, with a cut on the cost of the tariff, is part of the present dissertation.

Through a group of calculations and simulations, it is to be studied the outcomes of the application of this same dynamic tariff in terms of system and of consumer. It was also studied its behaviour with the insertion of some variables such as self-consumption and the purchase of guarantees of origin by the marketer. This whole process was conducted taking into account the varied classes of energy tensions: Medium Voltage, Special Low-Voltage and Standard Low-Voltage, the only ones that support the costs of renewables, in terms of tariffs.

In short, the adoption of a dynamic tariff representative of the costs of renewable energies leads to a significant decrease compared with the conventional tariff when there is an increase on the percentage of consumed renewable energy, instilling then a stimulus for the option of renewable energy.

Key-words: Dynamic Tariff, Salary, Special Regime Production, System, Consumer, Self-Consumption, Guarantee of Origin



# Agradecimentos

Antes de mais começo por agradecer aqueles que foram sem dúvida os mais importantes ao longo do meu percurso académico, aqueles que sem eles nunca nada disto seria possível e que sempre me apoiaram incondicionalmente, os meus pais. Acima de tudo agradeço toda a educação e princípios que desde cedo me inculcaram.

Para a minha irmã Mariana, que apesar de ter um feitio um pouco complicado sempre esteve presente, e que sempre proporcionou aqueles momentos de diversão e brincadeira.

Para a minha Tia Conceição e Ana que sempre me ajudaram, e a quem agradeço muito, especialmente aqueles jantares nos bons restaurantes do Porto a que a minha Tia Conceição fazia questão de me levar.

Aos meus avós paternos e maternos, que nunca deixaram de me apoiar e pelos quais tenho uma grande admiração.

Ao Professor Cláudio presto-lhe um especial agradecimento por me ter ajudado nesta fase final da minha vida académica, pela disponibilidade que sempre demonstrou, o apoio e ajuda que me ajudaram e muito a alcançar os objetivos que pretendia. Além de ser um excelente professor é também uma excelente pessoa, adianto desde já que foi um prazer poder trabalhar consigo e o meu sincero Obrigado.

Aos meus tios e primos, somos muitos e bons, sempre me ajudaram naquilo que necessitei da parte deles, e o convívio com eles é do melhor que pode existir.

Aos meus amigos da faculdade, dos quais sempre levarei as melhores recordações (também só existem essas!) desde os jantares e o convívio, aqueles grupos de aula que me deu enorme prazer e com os quais me diverti imenso, grupos como os de PLIC, ASGP, PDIS, Química, entre muitos outros....

Aos meus amigos de infância, que sempre foram um grande porto de abrigo e os quais sei que contarei para sempre com eles, todos aqueles sábados à noite no salão do berto, todas as viagens de verão (agora temos de marcar muitas mais!), são como verdadeiros irmãos. Não me esqueço também do pessoal do Nós Todos e vice-versa, que me proporcionaram momentos bons e divertidos.

Um obrigado a todos!

Ricardo Fraga





*“Na adversidade, uns desistem, enquanto outros batem recordes”*

Ayrton Senna



# Conteúdo

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Enquadramento e Motivação . . . . .	1
1.2	Objetivos . . . . .	3
1.3	Estrutura da Dissertação . . . . .	3
1.4	Dados Utilizados . . . . .	3
<b>2</b>	<b>Revisão Bibliográfica</b>	<b>5</b>
2.1	Modelos de Remuneração de Renováveis . . . . .	5
2.2	Fatores que Afetam as Remunerações em Renováveis . . . . .	5
2.3	Os Diferentes Tipos de Modelos . . . . .	7
2.3.1	Modelo <i>feed-in tariff</i> (FiT) . . . . .	7
2.3.2	Modelo <i>feed-in premium</i> (FiP) . . . . .	11
2.3.3	Leilões e Concursos . . . . .	13
2.3.4	Subsídios . . . . .	14
2.4	Sem Remuneração . . . . .	15
2.4.1	Autoconsumo e <i>Net Metering</i> . . . . .	15
2.4.2	Remuneração em Mercado . . . . .	16
2.4.3	Certificados de Energia Renovável . . . . .	17
2.5	Europa . . . . .	18
2.6	Portugal . . . . .	19
<b>3</b>	<b>Análise do Custo e Valor das Renováveis</b>	<b>21</b>
3.1	Custo da PRE em Portugal . . . . .	21
3.2	Valor de Mercado das Energias Renováveis . . . . .	25
3.2.1	Valor das PRE . . . . .	25
3.2.2	Recursos Hídricos . . . . .	30
3.2.3	Importação e Exportação . . . . .	32
3.3	Resumo . . . . .	34
<b>4</b>	<b>Metodologia Adotada</b>	<b>35</b>
4.1	Tarifa Elétrica . . . . .	35
4.2	Tarifa Dinâmica . . . . .	37
4.2.1	Fator Renovável . . . . .	37
4.3	Consumidor com Instalação Fotovoltaica . . . . .	43
4.4	Inserção das Garantias de Renovável . . . . .	46
4.5	Resumo . . . . .	48

<b>5</b>	<b>Simulação, Aplicação e Resultados</b>	<b>51</b>
5.1	Pressupostos . . . . .	51
5.2	Agregado de Consumos . . . . .	54
5.2.1	Classe de consumidor MT . . . . .	54
5.2.2	Classe de consumidor BTE . . . . .	59
5.2.3	Classe de consumidor BTN . . . . .	62
5.3	Caso com Consumidor Único . . . . .	65
5.3.1	Sem Autoconsumo e sem Comercializador (Caso Base) . . . . .	66
5.3.2	Com Autoconsumo e sem Comercializador . . . . .	73
5.3.3	Com Autoconsumo e com Comercializador . . . . .	82
5.4	Análise a uma Implementação Atual . . . . .	93
<b>6</b>	<b>Conclusões</b>	<b>95</b>
6.1	Satisfação dos Objetivos . . . . .	95
6.2	Conclusões . . . . .	95
<b>A</b>	<b>Anexos</b>	<b>99</b>
	<b>Referências</b>	<b>105</b>

# Lista de Figuras

1.1	Evolução da percentagem de energia proveniente de fontes renováveis . . . . .	2
2.1	Os diferentes níveis de pagamentos de <i>FiT</i> relacionado com a capacidade: a) Diferentes níveis de pagamento PV na Suíça; b) Diferentes níveis de pagamento na hidroeletricidade em Portugal . . . . .	6
2.2	Os diferentes níveis de pagamentos de <i>FiT</i> relacionados com o tempo ou capacidade	8
2.3	Valor do pagamento do <i>FiT</i> e variação do preço da eletricidade em função do tempo	9
2.4	Diferentes níveis de valor de <i>FiT</i> ajustados consoante o aumento dos valores do preço da eletricidade . . . . .	9
2.5	Redução do valor de <i>FiT</i> ao fim de um certo período de tempo . . . . .	10
2.6	Modelo <i>spot market gap</i> . . . . .	11
2.7	Diferentes modelos <i>FiP</i> : (1) <i>premium</i> fixo; (2) <i>cap</i> e <i>floor</i> ; (3) <i>premium</i> variável .	11
2.8	Variação do <i>premium</i> em função do valor de mercado . . . . .	13
2.9	Representação da variação implicada pela subsidiação nos preços do mercado . .	15
2.10	Representação da diferenciação dos mercados de certificados verdes e de eletricidade	18
3.1	Representação do custo total da PRE, e das componentes de sobrecusto e preço de mercado. . . . .	22
3.2	Representação do diferencial de custo por tecnologia em milhares de euros nos últimos anos . . . . .	23
3.3	Representação da geração total de cada tipo de tecnologia . . . . .	24
3.4	Representação do diferencial de custo por tecnologia de PRE por unidade produzida e do preço de mercado nos últimos anos . . . . .	25
3.5	Preço médio da energia em mercado (€/MWh), diário . . . . .	26
3.6	Preço médio da energia em mercado (€/MWh), mensal . . . . .	26
3.7	Preço médio da energia em mercado consoante a tarifa e os períodos horários, ciclo semanal . . . . .	27
3.8	Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE, em cada uma das horas do dia . . . . .	28
3.9	Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE, em cada um dos meses do ano . . . . .	29
3.10	Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE, em cada um dos anos analisados . . . . .	29
3.11	Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE Hídrica, em cada uma das horas do dia . . . . .	30
3.12	Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE Hídrica, em cada um dos meses do ano . . . . .	31

3.13	Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE Hídrica, em cada um dos anos analisados . . . . .	31
3.14	Valor da energia em €/MWh para a importação e exportação, em cada uma das horas do dia . . . . .	32
3.15	Valor da energia em €/MWh para a importação e exportação, em cada um dos meses do ano . . . . .	33
3.16	Valor da energia em €/MWh para a importação e exportação, em cada um dos anos analisados . . . . .	33
4.1	Estrutura das tarifas transitórias no Mercado Regulado . . . . .	36
4.2	Decomposição em parcelas da tarifa de acesso à rede . . . . .	37
4.3	Divisão da tarifa de acesso à rede . . . . .	39
4.4	Modelo da tarifa dinâmica consoante o consumo de renovável . . . . .	42
4.5	Representação esquemática do consumo com sistema PV, em que a) representa o valor de PRE que provém da rede . . . . .	45
4.6	Representação esquemática do consumo com sistema PV e com a inserção do comercializador . . . . .	47
5.1	Representação da função da tarifa dinâmica do sobrecusto de PRE para cada uma das classes de consumidores . . . . .	54
5.2	Padrão diário do consumo médio para a classe de consumidor MT . . . . .	55
5.3	Padrão mensal do consumo médio para a classe de consumidor MT . . . . .	55
5.4	Padrão diário do consumo médio para a classe de consumidor MT . . . . .	56
5.5	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor MT . . . . .	56
5.6	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, numa classe de consumidor MT . . . . .	57
5.7	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, numa classe de consumidor MT . . . . .	57
5.8	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, numa classe de consumidor MT . . . . .	58
5.9	Valorização média das tarifas nos períodos horários, numa classe de consumidor MT . . . . .	58
5.10	Padrão diário do consumo médio para a classe de consumidor BTE . . . . .	59
5.11	Padrão mensal do consumo médio para a classe de consumidor BTE . . . . .	59
5.12	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTE . . . . .	60
5.13	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, numa classe de consumidor BTE . . . . .	60
5.14	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, numa classe de consumidor BTE . . . . .	61
5.15	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, numa classe de consumidor BTE . . . . .	61
5.16	Valorização média das tarifas nos períodos horários, numa classe de consumidor BTE . . . . .	62
5.17	Padrão diário do consumo médio para a classe de consumidor BTN . . . . .	62
5.18	Padrão mensal do consumo médio para a classe de consumidor BTN . . . . .	63
5.19	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTN . . . . .	63

5.20	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, numa classe de consumidor BTN . . . . .	64
5.21	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, numa classe de consumidor BTN . . . . .	64
5.22	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, numa classe de consumidor BTN . . . . .	65
5.23	Valorização média das tarifas nos períodos horários, numa classe de consumidor BTN . . . . .	65
5.24	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um único consumidor MT . . . . .	66
5.25	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, num único consumidor MT . . . . .	67
5.26	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, num único consumidor MT . . . . .	67
5.27	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, num único consumidor MT . . . . .	68
5.28	Valorização média das tarifas aplicadas nos períodos horários, num único consumidor MT . . . . .	68
5.29	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um único consumidor BTE . . . . .	69
5.30	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, num único consumidor BTE . . . . .	69
5.31	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, num único consumidor BTE . . . . .	70
5.32	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, num único consumidor BTE . . . . .	70
5.33	Valorização média das tarifas aplicadas nos períodos horários, num único consumidor BTE . . . . .	71
5.34	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um único consumidor BTN . . . . .	71
5.35	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, num único consumidor BTN . . . . .	72
5.36	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, num único consumidor BTN . . . . .	72
5.37	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, num único consumidor BTN . . . . .	73
5.38	Valorização média das tarifas aplicadas nos períodos horários, num único consumidor BTN . . . . .	73
5.39	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor MT com autoconsumo . . . . .	74
5.40	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor MT com autoconsumo . . . . .	74
5.41	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor MT com autoconsumo . . . . .	75
5.42	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor MT com autoconsumo . . . . .	76
5.43	Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor MT com autoconsumo . . . . .	76

5.44	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTE com autoconsumo . . . . .	77
5.45	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor BTE com autoconsumo . . . . .	77
5.46	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor BTE com autoconsumo . . . . .	78
5.47	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor BTE com autoconsumo . . . . .	78
5.48	Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor BTE com autoconsumo . . . . .	79
5.49	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTN com autoconsumo . . . . .	79
5.50	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor BTN com autoconsumo . . . . .	80
5.51	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor BTN com autoconsumo . . . . .	80
5.52	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor BTN com autoconsumo . . . . .	81
5.53	Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor BTN com autoconsumo . . . . .	81
5.54	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor MT com autoconsumo e GO . . . . .	82
5.55	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor MT com autoconsumo e GO . . . . .	83
5.56	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor MT com autoconsumo e GO . . . . .	83
5.57	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor MT com autoconsumo e GO . . . . .	84
5.58	Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor MT com autoconsumo e GO . . . . .	84
5.59	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTE com autoconsumo e GO . . . . .	85
5.60	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor BTE com autoconsumo e GO . . . . .	86
5.61	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor BTE com autoconsumo e GO . . . . .	86
5.62	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor BTE com autoconsumo e GO . . . . .	87
5.63	Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor BTE com autoconsumo e GO . . . . .	87
5.64	Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTN com autoconsumo e GO . . . . .	88
5.65	Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor BTN com autoconsumo e GO . . . . .	88
5.66	Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor BTN com autoconsumo e GO . . . . .	89
5.67	Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor BTN com autoconsumo e GO . . . . .	89



5.68	Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor BTN com autoconsumo e GO . . . . .	90
5.69	Função representativa do comportamento da tarifa dinâmica consoante a variável do sobrecusto médio de PRE . . . . .	94
A.1	Preço médio da energia em mercado para os diferentes dias da semana . . . . .	99
A.2	Valor médio da energia em €/MWh para a cogeração e biomassa, para os diferentes dias da semana . . . . .	99
A.3	Quantidades médias de produção de energia para as diferentes formas de PRE, em cada uma das horas do dia . . . . .	100
A.4	Quantidades médias de produção de energia para as diferentes formas de PRE, em cada um dos diferentes dias da semana . . . . .	100
A.5	Quantidades médias de produção de energia para as diferentes formas de PRE, em cada um dos meses do ano . . . . .	101
A.6	Quantidades médias de produção de energia para as diferentes formas de PRE, para os diferentes anos analisados . . . . .	101
A.7	Valor médio da energia para as diferentes formas de PRE, em cada um dos diferentes dias da semana . . . . .	102
A.8	Quantidades médias de energia importada e exportada, para os diferentes horas . . . . .	102
A.9	Quantidades médias de energia importada e exportada, para os diferentes meses . . . . .	103
A.10	Quantidades médias de energia importada e exportada, para os diferentes anos . . . . .	103



# Lista de Tabelas

2.1	Comparação das diferentes políticas . . . . .	18
2.2	Os vários modelos de apoio às FER em alguns países da Europa . . . . .	19
5.1	Percentagem de consumo nacional de energia por cada classe do consumidor . .	52
5.2	Valores da tarifa média de acesso à rede (€/MWh) por cada consumidor, para cada ano . . . . .	52
5.3	Valores do sobrecusto de PRE (€/MWh) pagos por cada classe de consumidores nos diferentes anos . . . . .	52
5.4	Valores da percentagem do peso do sobrecusto da PRE na tarifa de acesso à rede	53
5.5	Valor do sobrecusto total com a PRE, para cada um dos anos analisados . . . . .	53
5.6	Coeficientes a e b da equação do cálculo da tarifa dinâmica. . . . .	53
5.7	Valores médios da tarifa total convencional e dinâmica (€/MWh) para os vários casos . . . . .	91
5.8	Valores percentuais da diferença entre a tarifa total convencional e dinâmica . . .	91
5.9	Valores médios da tarifa total para o cliente MT obtidos para as diferentes percentagens de GO . . . . .	92
5.10	Valores médios da tarifa total para o cliente BTE obtidos para as diferentes percentagens de GO . . . . .	92
5.11	Valores médios da tarifa total para o cliente BTN obtidos para as diferentes percentagens de GO . . . . .	93
5.12	Valor da energia fornecida (€/MWh) pelo comercializador aplicado no contrato de GO . . . . .	93



# Abreviaturas e Símbolos

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
ERSE	Entidade dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renovável
<i>FiT</i>	<i>Feed-in-Tariff</i>
<i>FiP</i>	<i>Feed-in-Premium</i>
MW	Mega-Watt
MWh	Mega-Watt-hora
<i>LCOE</i>	<i>Levelized Cost of Electricity</i>
MAPE	Medida de Apoio ao Potencial Energético e Racionalização de Consumos
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
MW	Mega-Watt
OMIClear	Sociedade de Compensação de Mercados de Eletricidade
OMIE	Operador de Mercado Ibérico de Energia-Polo Espanhol
OMIP	Operador de Mercado Ibérico de Energia-Polo Português
OS	Operador do Sistema
PM	Preço Médio de Mercado
POE	Programa Operacional de Economia
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEE	Sistema Elétrico de Energia
SPRE	Sobrecusto com a Produção em Regime Especial
<i>ToU</i>	<i>Time-of-Use</i>
TUGS	Tarifa do Uso Global do Sistema
TUR	Tarifa do Uso das Redes
TURD	Tarifa do Uso da Rede de Distribuição
TURT	Tarifa do Uso da Rede de Transporte
UPAC	Unidade de Produção de Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção



# Capítulo 1

## Introdução

No Capítulo 1 é elaborada uma introdução ao tema com a contextualização e motivação, sendo indicado os objetivos e respetiva estrutura, bem como as ferramentas empregadas ao longo da elaboração do trabalho.

### 1.1 Enquadramento e Motivação

Nos últimos anos tem-se verificado uma mudança no paradigma do setor elétrico, nomeadamente com o aumento significativo da inserção de fontes renováveis. Muitos têm sido os fatores preponderantes para este aumento que vão desde a diminuição da emissão de gases de estufa (como o CO<sub>2</sub>), até ao facto de se tratar de um recurso inesgotável. Devido às alterações climáticas a que temos assistido torna-se importante definir um ponto de equilíbrio entre as políticas energéticas e ambientais, de modo a satisfazer os consumidores e a “travar” o aquecimento global. É essencialmente nestas vertentes das políticas energéticas e ambientais que os países procuram cada vez mais um ponto de concertação, de modo a permitir um desenvolvimento sustentável e equilibrado em todas as vertentes.

Portugal, não foge à regra no que toca à evolução registada quanto ao aumento da produção elétrica por via de fontes renováveis. Como consequente desse mesmo fator, no decorrer do ano de 2016, Portugal beneficiou de um período de 107 horas consecutivas (aproximadamente 5 dias) em que o abastecimento da rede elétrica do país, foi assegurado exclusivamente por fontes renováveis implicando conjuntamente um período sem qualquer tipo de emissões poluentes para a atmosfera, inculcando deste modo uma perspetiva entusiasmante para um futuro próximo. No entanto, é necessário a implicação de um contínuo investimento nesta área, de modo a ser possível alcançar as metas definidas pela União Europeia para o ano de 2020, com a redução das emissões de gases com efeito de estufa, quota de energia proveniente de fontes renováveis e redução do consumo de energia primária relativamente à projeção do consumo para 2020, em cerca de 20%.<sup>[1]</sup>



Figura 1.1: Evolução da percentagem de energia proveniente de fontes renováveis. Extraído de: eurostat [2]

No entanto, existem controvérsias relativas à inserção cada vez mais forte de fontes de energia renovável designadamente no que toca ao preço elevado da tecnologia/infraestrutura. Este tipo de fontes tem um preço de investimento relativamente grande quando comparadas com as centrais térmicas convencionais, desta forma, os países têm criado diferentes modelos de remuneração (*feed-in tariff*, *feed-in premium*, etc), em muitos dos casos desproporcionais, o que tem guiado a uma crescente insatisfação por parte dos consumidores de energia elétrica no sentido em que estes acabam por ser, os grandes responsáveis pelo seu financiamento através das faturas energéticas. Em Portugal, esses mesmos custos na fatura energética são denominados CIEG (Custos de Interesse Económico Geral), que se trata de um aglomerar de custos associados ao setor elétrico português, resultantes de políticas energéticas, ambientais e territoriais. Os custos estão ainda diferenciados pelas PRE (Produção em Regime Especial), CAE (Contrato de Aquisição de Energia), CMEC (Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual) e pela garantia de potência.

De forma a incentivar a aposta por parte das empresas em fontes renováveis, o Governo Português estabelece por acordo um conjunto de remunerações efetuadas em contratos assinados pelos intervenientes, entre elas as tarifas *feed-in*. No entanto, este tipo de remuneração concretizada via contratos de longo prazo, tem contribuído para um aumento substancial do défice tarifário no setor elétrico português, e que tem levado a uma preocupação em demasia por parte da sociedade acerca deste tema [3]. Nos tempos atuais e em conjuntura com os próximos anos espera-se que haja uma mudança neste paradigma que passa pela erradicação de subsídios deste tipo de estruturas por parte do Governo Português, em contrapartida esta aposta passará pelo aumento da produção dispersa, a criação de um mercado para as renováveis e certificados de garantia de origem renovável.

É dentro deste contexto que nos sentimos motivados a estudar os diversos modelos de remuneração existentes e compreender quais os custos reais de produção resultantes pelos vários agentes bem como identificar e compreender quais os melhores modelos, mais justos e com maior



recetividade para integrar uma política energética nacional.

## 1.2 Objetivos

Com a elaboração desta dissertação pretende-se estudar os mecanismos de remuneração existentes em Portugal bem como compreender quais as perspetivas de futuro relativas aos apoios na produção em regime especial (PRE), com a criação de um modelo que permita exercer esse mesmo apoio e aumentar a aposta neste tipo de energia.

Os objetivos contemplam os seguintes tópicos:

- Identificação dos modelos existentes a nível Europeu e Mundial;
- Identificação dos agentes afetados pelos modelos de remuneração das renováveis;
- Determinação dos custos e proveitos associados a cada estrutura;
- Estruturar os modelos e a metodologia de quantificação de custos e benefícios;
- Simular os diversos modelos aplicado ao caso português.

## 1.3 Estrutura da Dissertação

Para além da introdução, esta dissertação contém mais cinco capítulos.

No capítulo 2, é descrito o Estado da Arte onde é efetuado uma abordagem acerca das diferentes formas de remuneração existentes. Adicionalmente apresenta-se os diferentes mecanismos de remuneração aplicados por todo o mundo e especificamente em Portugal .

No capítulo 3, é realizada uma análise aos custos e valores da energia renovável em Portugal, com especial destaque para a diferenciação por tecnologia.

No capítulo 4 é apresentada a metodologia para o modelo da tarifa dinâmica, para cada um dos diferentes casos, com a inserção das variáveis do autoconsumo e das garantias de origem, de forma a serem comparadas com o modelo atual empregue.

No capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos a partir das diferentes simulações realizados com cada um dos modelos do cálculo da tarifa dinâmica detalhado em 4.

Por fim, no capítulo 6, são apresentadas todas as conclusões retiradas ao longo do desenvolvimento desta dissertação, fazendo uma análise à satisfação dos objetivos propostos. É ainda realizada uma breve referência aos trabalhos futuros de interesse no âmbito do tema abordado.

## 1.4 Dados Utilizados

Para a realização desta dissertação foram utilizados dados provenientes de algumas entidades. Abaixo apresentam-se esses dados, assim como a fonte de informação dos mesmos.

- Dados da Produção e Consumo em Portugal, continental, para os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016 - Retirados da base de dados da Rede Nacional de Transporte (REN).

- Dados relativos aos diversos tipos de custo no Sistema Elétrico Português - Retirados dos relatórios anuais da ERSE.

## Capítulo 2

# Revisão Bibliográfica

Num momento prévio ao estudo referente aos mecanismos de remuneração nas renováveis, torna-se essencial elaborar uma revisão bibliográfica acerca do assunto, de modo a uma melhor compreensão acerca dos temas posteriormente abordados nesta dissertação.

### 2.1 Modelos de Remuneração de Renováveis

A necessidade crescente de uma implementação significativa a nível de instalação de fontes de energia renovável (FER) de modo a executar os objetivos fixados quanto às libertações de carbono e de aproveitar os recursos renováveis existentes no planeta, conduziu a um apoio por parte dos países relativamente a esta política através da aplicação de um sobrecusto (remuneração), que pode ter várias formas diferentes, de modo a que os projetos se apresentassem viáveis e assim sendo surgissem os investidores. Este sobrecusto nasce da necessidade de apoiar o elevado custo de investimento nas renováveis, em que caso a energia produzida a partir de FER apenas fosse vendida no mercado *spot* seria prejudicial para o produtor, o qual nunca iria investir neste tipo de “negócio”. Tal como referido anteriormente, esta remuneração tem vários mecanismos diferentes de operação, os quais serão abordados.

### 2.2 Fatores que Afetam as Remunerações em Renováveis

O nível de remuneração pago aos produtores de energia renovável, negociado com o Estado, tem em consideração um conjunto de fatores característicos dos projetos, os quais permitem aplicar uma diferenciação consoante os custos relativos à implementação dos diferentes tipos de projetos de FER. Essas variantes são as seguintes: tecnologia adotada; capacidade instalada; qualidade do recurso disponível no local; geográfico [4] [5].

Relativamente à tecnologia adotada, esta é uma das formas mais básicas, no qual se deve considerar que nem todas as tecnologias têm um custo de geração igual, diferenciando-se igualmente no nível de maturidade comercial. Um dos exemplos é a tarifa de remuneração dos projetos de parques fotovoltaicos ser geralmente superior ao dos projetos de parques eólicos. Neste aspeto é

reconhecido que as tecnologias mais dispendiosas possam exigir inicialmente um apoio maior, no qual permita que possam decrescer a sua respetiva curva de custos [4].

A diferenciação de acordo com a dimensão do projeto, representado através da capacidade instalada, é uma outra forma de efetuar o cálculo dos pagamentos FiT, no qual deste modo os pagamentos refletem os custos reais do projeto. Muitos dos países fornecem montantes de FiT maiores consoante a diminuição da capacidade (menores instalações), o que ajuda a equiparar o montante da tarifa ao custo real de produção real. No entanto os projetos de maior dimensão oferecem uma ligeira vantagem, de forma a obter uma escala de projetos de FER maior [4].

Na figura 2.1 é possível observar dois modelos distintos representativos do nível de remuneração existente em função da capacidade instalada do projeto. No a) temos o caso aplicado na Suíça quanto à tecnologia de painéis fotovoltaicos, sendo que neste caso a capacidade está dividida em intervalos diferentes. O caso aplicado em Portugal está representado no caso b), relativamente à produção hidroelétrica, sendo que a partir de um valor de capacidade (10MW), à medida que a capacidade aumenta o valor pago deixa de ser contante e passa a definir-se por uma função linear descendente.

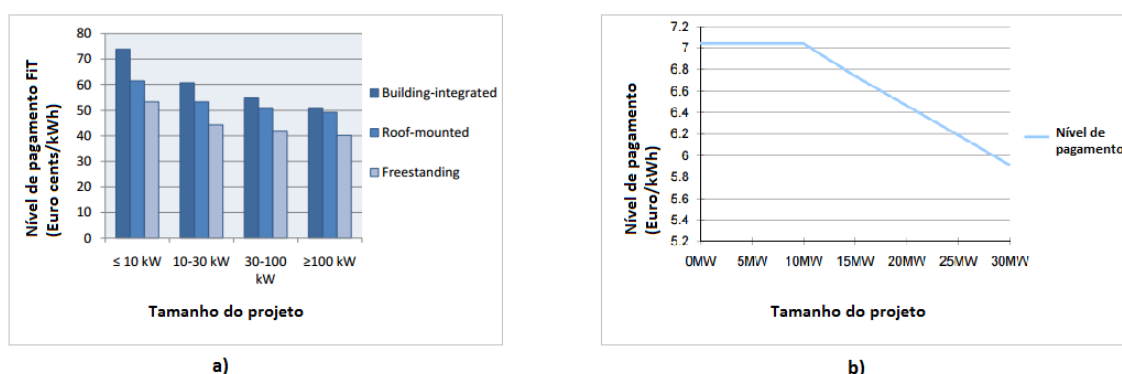


Figura 2.1: Os diferentes níveis de pagamentos de *FiT* relacionado com a capacidade: a) Diferentes níveis de pagamento PV na Suíça; b) Diferentes níveis de pagamento na hidroeletricidade em Portugal. Adaptado de: [4]

A qualidade do recurso disponível pode ser um fator díspar uma vez que em projetos, por exemplo parques eólicos com o mesmo custo de capital inicial, que beneficiem de uma qualidade de recurso melhor, (maior velocidade média de vento) apresentam uma produção maior de eletricidade. Existem diversas abordagens acerca desta diferenciação a partir da qualidade do recurso aplicadas em vários países na Europa. Uma dessas abordagens foi aplicada na Alemanha e Suíça, que se trata de fornecer um pagamento igual a todos os produtores e energia eólica por um período de cinco anos, após o qual o rendimento da turbina é tido em conta, realizando-se uma comparação com uma turbina de referência associada a um conjunto de características como velocidade média do vento e altura. Dependendo então desse rendimento da turbina existe um decréscimo no preço de remuneração pago ao produtor nos restantes quinze anos de contrato [6][4].

A característica geográfica (sem consideração da qualidade do recurso) é também encarada

como um fator a ter em conta no cálculo dos pagamentos FiT, tendo como exemplo o caso implantado na França, no ano de 2010, onde nos projetos fotovoltaicos existe uma diferenciação de nível remuneratório pelo facto de serem instalados em habitações recentes, escolas e edifícios de saúde [4].

## 2.3 Os Diferentes Tipos de Modelos

### 2.3.1 Modelo *feed-in tariff* (FiT)

Trata-se de contratos em que existe o pagamento de preços fixos aos produtores de energia renovável por cada unidade de energia produzida e injetada na rede, com garantia de despacho total.

O pagamento do *FiT* é garantido por um determinado período de tempo, onde na maioria dos casos está relacionado com o tempo de vida útil (em termos económicos) do projeto, na qual é da responsabilidade do operador da rede elétrica, do sistema ou do mercado. O preço pode variar consoante certos fatores como o tipo de tecnologia, o tamanho do projeto em termos de capacidade instalada, a localização, e a qualidade do recurso disponível em diferentes locais do projeto (por exemplo a nível de centrais fotovoltaicas, é consoante o nível de incidência de radiação) [7][8] [9].

A metodologia do valor pago pela tarifa tem como base o cálculo do nível de custo da energia, denominado *LCOE* (*Levelised Cost Of Electricity*) na qual é contabilizado os custos esperados ao longo do tempo de vida útil do projeto, como o financiamento, a manutenção, etc. Em certos casos a determinação deste valor pode ter outras variantes como os custos evitados para o sistema elétrico de energia pela produção de energia renovável, o que se traduz na redução dos custos concernentes à emissão de gases poluentes [5].

As políticas de *FiT* têm como base três fatores os quais são: a garantia de acesso à rede elétrica; estabilidade e longevidade dos contratos de compra, e níveis de pagamento com base nos custos de geração [4].

Este modelo concebe uma maior segurança a nível de investimento pela existência duma maior previsibilidade relativamente aos fluxos de caixa recebidos futuramente, sendo que estas condições de investimento com menor risco podem cativar os pequenos investidores e assim sendo, facilitar o financiamento de projetos de renováveis para os investidores não tradicionais, ou seja a conceção de uma maior concorrência a nível dos produtores de energia [7]. Existem algumas variantes representativas deste modelo que posteriormente são apresentadas.

#### 2.3.1.1 Modelo *Tariff Degression*

Consiste numa tarifa degressiva em que ao fim de um certo período de tempo o valor pago aos produtores é menor do que aquele inicialmente recebido, ou seja trata-se de uma redução incremental nos níveis de pagamento *FiT*, para novos projetos nos quais já tenha existido uma implementação inicial.

Este método é aplicado com o objetivo de manter o valor das tarifas em concordância com a evolução da tecnologia, daí resultante um menor custo devido ao amadurecimento, e com a capacidade instalada. Normalmente esta redução tarifária é aplicada anualmente, em que por exemplo, projetos de fontes renováveis instalados no segundo ano receberão valores inferiores de pagamentos *FiT* comparativamente com os projetos instalados no primeiro ano. Na figura 2.2 podemos visualizar que há medida que a capacidade instalada vai aumentando, e deste modo vai sendo atingindo os objetivos, os valores das tarifas vão sendo menores [4].

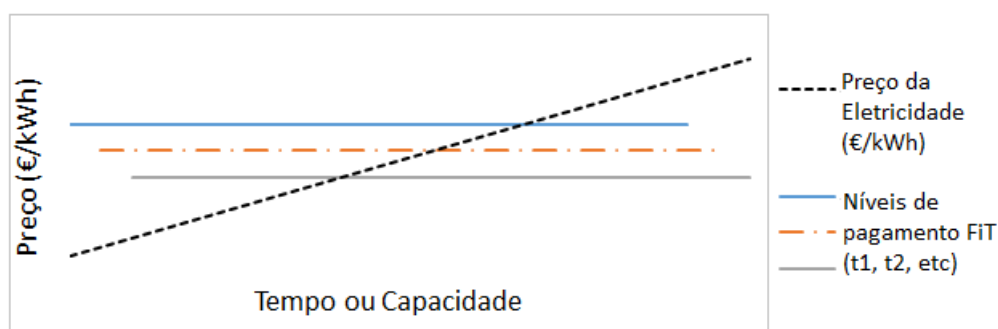


Figura 2.2: Os diferentes níveis de pagamentos de *FiT* relacionados com o tempo ou capacidade.

### 2.3.1.2 Modelo *Fixed Price*

Trata-se do modelo mais básico em que se estabelece um preço mínimo fixo ao qual a eletricidade a partir de FER será comprada ao longo da duração do contrato, independentemente da variação do preço da eletricidade no mercado. Ou seja, o preço pago aos produtores será sempre o mesmo, não sendo afetado por modificações da inflação ou do preço dos combustíveis fósseis.

O valor do *FiT* é baseado nos custos da geração e são muito interessantes e atrativos para os investidores uma vez que representam previsibilidade quanto aos fluxos de receita ao longo do tempo de vida do projeto (o produtor sabe que receberá o mesmo pagamento durante alguns anos), na qual deste modo se cria um ambiente de investimento estável e confiável [7]. Na figura 2.3 é possível observar que independentemente do preço da eletricidade, o valor do *FiT* é sempre constante ao longo do tempo.

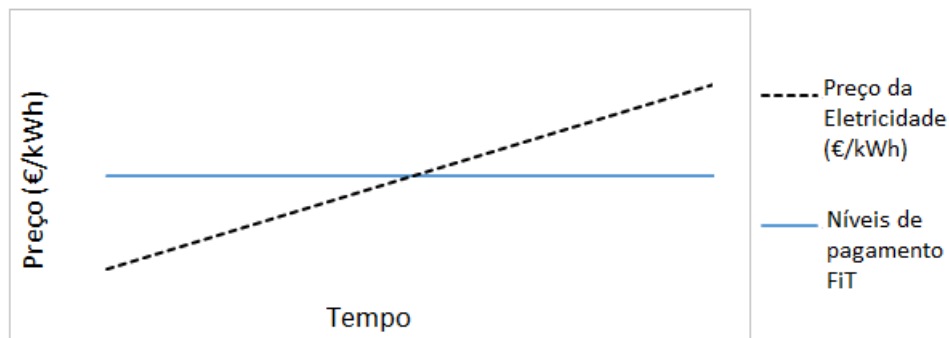


Figura 2.3: Valor do pagamento do *FiT* e variação do preço da eletricidade em função do tempo.

### 2.3.1.3 Modelo *Inflation Adjustment*

De forma a proporcionar uma segurança maior a nível de investimento por parte dos produtores de energia renovável, este modelo aplica um ajuste da inflação, o que os protege relativamente a um declínio do valor real das receitas do projeto, acompanhando as mudanças na economia em geral.

Dependendo da jurisdição, este ajuste pode ser realizado de formas diferentes: reajuste do preço total da tarifa para a inflação calculado numa base anual, ajuste apenas de uma parcela da tarifa total, anualmente ou trimestralmente, entre outras opções existentes [7] [4].

Na seguinte figura é possível observar diferentes níveis de valores pagos de *FiT* com o decorrer do tempo, uma vez que estes são ajustados, devido à inflação do preço da eletricidade.

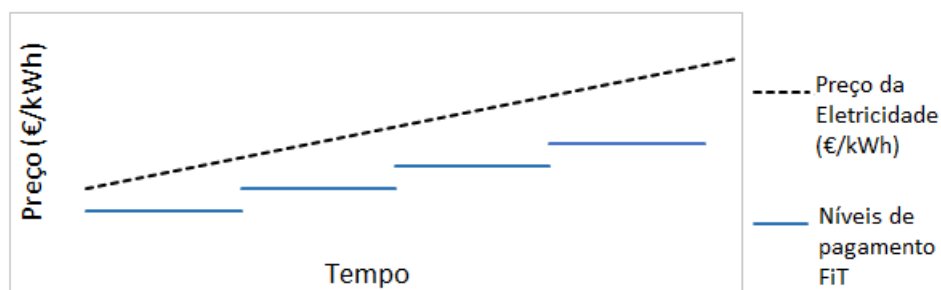


Figura 2.4: Diferentes níveis de valor de *FiT* ajustados consoante o aumento dos valores do preço da eletricidade.

Um dos problemas apresentado por este modelo revela-se nos anos finais do prazo do contrato, em que para o produtor o capital já investido inicialmente está maioritariamente pago e tem-se apenas lucros, com o aumento da tarifa as consequências são diretamente sentidas nas faturas dos consumidores [7].

#### 2.3.1.4 Modelo *Front-end Loaded*

Neste modelo, o valor do *FiT* é maior nos primeiros anos do projeto (por exemplo, 5-10 anos), posteriormente é aplicado a partir de uma certa fase pagamentos mais baixos para a restante vida útil do projeto. O pagamento de valores mais altos numa primeira fase têm como objetivo, ajudar os produtores/investidores a reembolsar parte do seu investimento, o que se torna importante tendo em conta os custos elevados iniciais das FER [10] [7].

Posteriormente, apresenta-se uma figura em que é possível observar dois níveis diferentes de pagamentos *FiT*, sendo que esse valor é maior numa parte inicial do tempo de vida útil do projeto, e de seguida é reduzido, independentemente dos valores praticados no mercado de eletricidade.

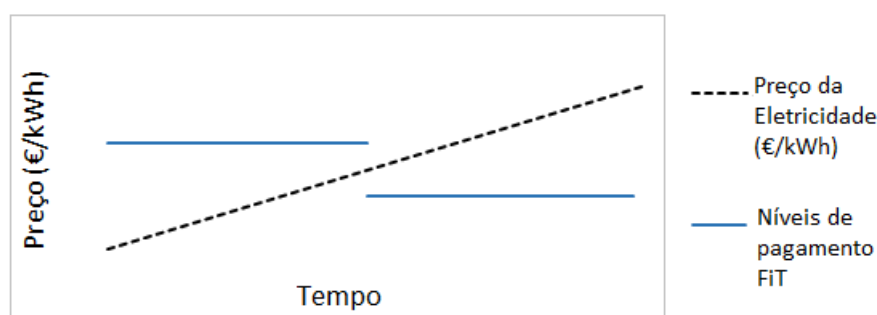


Figura 2.5: Redução do valor de *FiT* ao fim de um certo período de tempo.

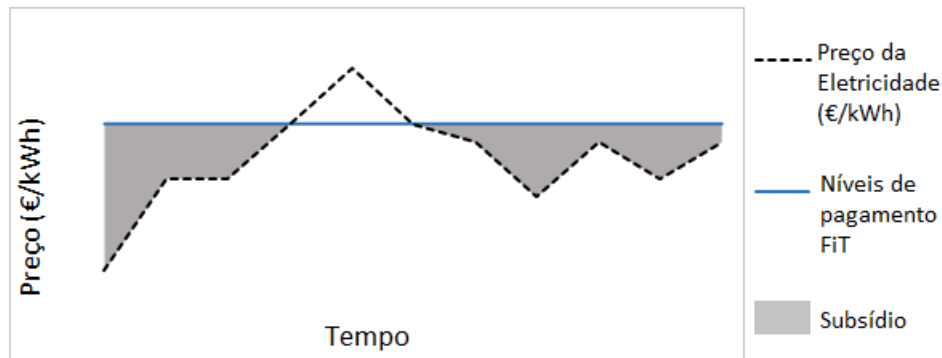
#### 2.3.1.5 Modelo *Spot Market Gap*

Consiste num modelo em que o pagamento do *FiT* é decomposto em duas parcelas, uma delas é o valor do preço da eletricidade no mercado spot e a outra parcela é representada pela diferença entre o preço fixo de *FiT* e esse mesmo valor do mercado spot. Deste modo o preço real de *FiT* que é pago aos produtores é apenas uma parcela.

Uma questão que se coloca relativamente a este modelo prende-se com o facto de o preço da eletricidade no mercado influenciar o valor do prémio *FiT*, sendo que por isso se poderia colocar este modelo como dependente do mercado. No entanto, do ponto de vista do produtor, o valor que este receberá será sempre o mesmo [7].

Na figura 2.6 podemos observar que o valor do *FiT* é sempre constante, onde apenas o valor pago de subsídio varia em função do valor do preço da eletricidade no mercado *spot*.



Figura 2.6: Modelo *spot market gap*.

### 2.3.2 Modelo *feed-in premium* (FiP)

Trata-se de uma evolução das *FiT* [11] que se caracteriza pela existência da oferta de um prémio. Os produtores de energia renovável vendem a energia produzida no mercado grossista, sendo que a este valor que recebem, é adicionado um prémio monetário (tarifa *premium*). Da mesma forma que acontece nas *FiT*, as *FiP* podem-se diferenciar de acordo com o tipo de tecnologia, o tamanho e a localização da instalação [12]. No caso dos *FiP* não existe a garantia de venda da energia produzida, pelo que deste modo os produtores são obrigados a encontrar um vendedor para a compra da sua energia no mercado spot e a garantir que as informações relativas ao mercado lhes são transmitidas [11]. Relativamente aos valores do prémio estes podem ser fixos, em que temos um nível de *FiP* independente dos valores praticados no mercado, ou então prémios variáveis, em que existe uma variação relacionada com a dependência da evolução dos preços de mercado. Ambos são abordados com mais detalhe em seguida.

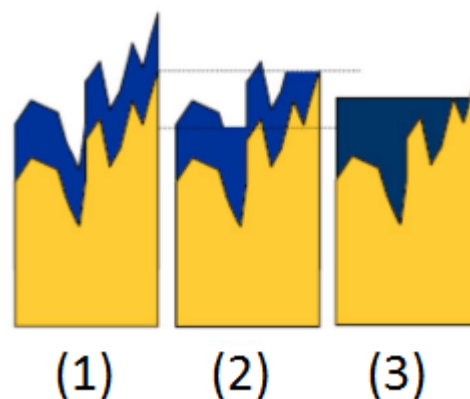


Figura 2.7: Diferentes modelos *FiP*: (1) *premium* fixo; (2) *cap* e *floor*; (3) *premium* variável. Adaptado de: [13]

### 2.3.2.1 *Premium Fixo*

Caracteriza-se por se tratar de um *premium* fixo/constante, em que o valor é independente dos preços praticados no mercado. O valor pago ao produtor é definido como sendo a soma entre o valor da eletricidade no mercado e o *premium*, sendo que a variação da remuneração aos produtores varia apenas com o preço no mercado. O termo fixo pode suscitar alguma confusão relativamente aos *FiT* de preço fixo, onde nestes o pagamento total é fixado ao longo da vida do contrato em vez de apenas o incremento acima do mercado spot [4].

Uma vez que o *premium* fixo ignora os movimentos dos preços da eletricidade, pode existir a ocorrência de inconvenientes para os intervenientes do sistema, uma vez que pode resultar em uma sobrecompensação para o produtor caso os preços do mercado aumentem, o que pressiona os custos gerais das políticas. Além disso, pode ocorrer o caso inverso, ou seja, não considera que os preços da eletricidade possam descer repentinamente, o que provoca uma subcompensação resultando em que projetos com altos custos de investimento inicial tenham dificuldades em termos de obtenção de receitas insuficientes para cobrir os custos do projeto [4] [11].

Este fator anteriormente descrito pode ter consequências negativas para o crescimento do mercado, para a segurança dos investidores (uma vez que correm mais riscos) e para a sociedade em geral [7] [14].

Na figura 2.7 encontra-se a representação deste modelo (1), no qual observamos que a área azul representativa do valor do prémio, é sempre constante, independentemente do preço do mercado (área a amarelo).

### 2.3.2.2 *Premium variável*

Trata-se de um *premium* que varia com base no preço de mercado. Há medida que o preço de mercado aumenta, o montante do prémio recebido pelos produtores diminui e vice-versa [4], podemos verificar pela análise da figura 2.7, no modelo (3). O *FiP* é calculado de forma contínua como a diferença entre os preços do mercado e um nível de referência predefinido, em que caso os preços de mercado sejam superiores ao nível de referência não existe o pagamento de *FiP* (o produtor apenas recebe o preço de mercado) [12]. Deste modo existe uma gestão positiva do sistema aliando-se o facto de precaver a ocorrência de sobrecompensações [11].

Na figura 2.8, temos a representação na linha de cima do desenvolvimento da remuneração total (prémio e preço de mercado) que o produtor recebe (eixo Y), dependendo do preço do mercado atual (eixo X). A linha de baixo representa apenas o valor do prémio. Há medida que os preços de eletricidade no mercado aumentam, o valor do prémio vai diminuindo, mantendo-se durante esse período o mesmo valor de remuneração total. A partir de um certo valor de mercado, o montante do prémio é nulo e assim sendo o valor da remuneração total é o preço de mercado (limite máximo do valor de remuneração que pode ser suportado pelo prémio). Se o preço de mercado se aproxima de zero, o prémio aumenta para compensar a diferença, até que o prémio representa a totalidade da remuneração total oferecida. Este é o limite mínimo que esse modelo garante para os produtores de energia renovável [7].

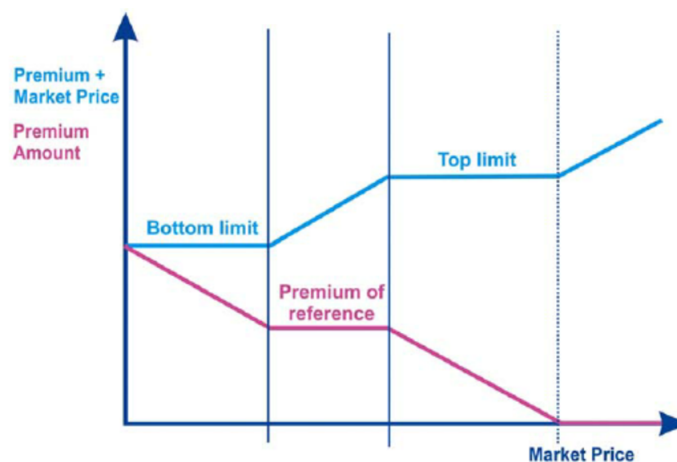


Figura 2.8: Variação do *premium* em função do valor do mercado. Extraído de: [7]

### 2.3.2.3 Premium cap e floor

Nesta opção é inserido valores máximos e mínimos (*cap* e *floor*) pré-determinados para o prémio (*FiP*) ou para a remuneração total (*FiP* + preço de mercado) [12]. Um preço mínimo é fornecido, abaixo do qual a remuneração total não pode descer, tendo como efeito um acréscimo de segurança ao investimento inicial [4]. Esta política permite colocar barreiras nas remunerações demasiado elevadas e dispor igualmente de um valor mínimo de forma a incentivar os investidores. É possível observar na figura 2.7, no modelo (2), em que a partir de um certo valor máximo, não existe acréscimo no valor da remuneração total, assim como é estabelecido um mínimo.

### 2.3.3 Leilões e Concursos

O apoio a projetos de FER pode ser realizado através de leilões e sistemas de licitação (concursos), definindo-se como mecanismos competitivos para a atribuição do apoio financeiro por parte do governo, sendo da sua responsabilidade a organização, a preparação, a avaliação e seleção das propostas [15]. A diferenciação existente entre um leilão e um concurso está relacionada com o critério de adjudicação, em que no leilão o único critério de avaliação é o preço, enquanto no concurso é tido em conta outro tipo de critérios como requisitos de produção interna, impacto ambiental, desenvolvimento do emprego local, etc [16] [15] [17].

O governo convida os produtores de FER a entrar numa competição por um determinado orçamento financeiro, ou por uma capacidade de geração, no entanto, o concurso apenas toma um cariz concorrencial caso as propostas apresentadas pelos produtores ultrapassem a capacidade total acumulada ou a produção de eletricidade que é posta em concurso. É importante que exista a ocorrência de certos parâmetros como uma concorrência significativa (maior competitividade) entre propostas, no qual contribui uma diferenciação a nível de operadores, locais e tecnologias [15], de modo a incentivar preços mais baixos. Existem ainda outros fatores que determinam a

eficácia como a elaboração dos critérios de pré-qualificação, a aplicação das sanções, garantias de conclusão, que contribuem para a redução do risco de atrasos de projetos ou falhas. [18] [17] [11].

Relativamente à ocorrência dos leilões, estes podem ser fechados ou abertos, em que nos leilões fechados, também denominados de estáticos, as propostas apresentadas por cada produtor são ocultas para os restantes e deste modo não podem contrapor/reagir com uma nova oferta face às propostas dos concorrentes. O critério de escolha é ascendente em termos de valor das ofertas, até que a procura de energia predeterminada seja satisfeita ou não existam mais ofertas, em alguns casos pode ser abaixo de um preço máximo estabelecido [17].

Quanto aos leilões abertos (ou dinâmicos) as propostas são do conhecimento de todos os produtores, existindo a possibilidade de o preço proposto ir descendo como uma reação à competitividade até se determinar o preço de menor custo.

Após a seleção dos projetos é importante que os mesmos se concretizem, sendo que a sua não realização ou atraso implica a aplicação de determinadas sanções que podem ir desde a redução dos níveis de apoio, até a rescisão de contratos [15].

#### 2.3.4 Subsídios

De forma a estimular e iniciar todo um sistema elétrico baseado maioritariamente em FER, torna-se importante a aplicação de subsídios por parte dos Governos dos vários países, os quais permitem deste modo alcançar uma importante evolução no setor energético, resultante de melhorias a nível ambiental, económico e social. Os subsídios podem ser aplicados de diversas formas, que vão desde apoios diretos: aos produtores, consumidores ou entidades relacionadas; ou apoios indiretos: que se traduzem na forma de benefícios fiscais [19].

Uma parte importante referente aos subsídios tem sido aplicada nos últimos anos ao apoio da microgeração, com a aplicação de incentivos fiscais, ou isenções de impostos e tarifas de importação, estes mais focados em tecnologias específicas, que têm contribuído para um aumento significativo a nível de produção dispersa. Nos países em desenvolvimento este aumento revela-se muito importante na medida em que o uso da energia renovável distribuída é primariamente uma ferramenta de acesso à energia, particularmente em zonas rurais. Por outro lado, nos países desenvolvidos, tem representado uma resposta à satisfação das próprias necessidades energéticas do consumidor e uma conectividade à rede mais confiável [20].

O programa New Entrants Reserve 300 (NER300) representa um incentivo por parte da União Europeia na aposta em tecnologias renováveis inovadoras, gerenciado em conjunto pela Comissão Europeia e os Estados-Membros. Este financiamento Europeu pode ser usufruto de pelo menos um projeto em cada Estado-Membro, sendo igualmente aplicado um limite máximo de financiamento até três projetos [21] [22].

Em Portugal adotou-se uma política de incentivo ao investimento em renováveis, através da Medida de Apoio ao Potencial Energético e Racionalização de Consumos (MAPE), no âmbito do Programa Operacional da Economia (POE) [23]. Por via deste incentivo os produtores possuíam

um apoio monetário que cobria uma parte relativa aos custos com infraestruturas, aquisição, montagem e arranque de equipamentos, entre outros, que são fulcrais nas fases embrionárias do projeto [24].

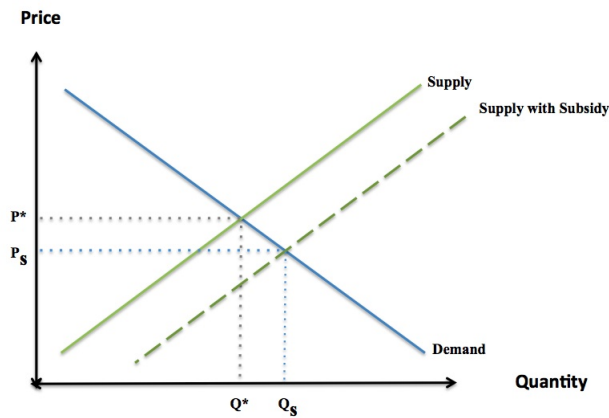


Figura 2.9: Representação da variação implicada pela subsidiação nos preços do mercado. Extraído de: [25]

Tal como podemos observar na figura 2.9, com a aplicação do subsídio, a curva da oferta desloca-se para a direita, onde para a mesma quantidade o preço correspondente diminui, resultando num aumento do valor recebido pelo produtor e numa diminuição do valor pago pelo consumidor relativamente ao ponto de equilíbrio inicial sem subsídio.

No que toca a benefícios fiscais, estes podem ser aplicados sobre a forma de deduções à coleta, como por exemplo acontece em Portugal com a aplicação de uma dedução de 30% das importâncias despendidas, no ano de 2016, no que toca à aquisição de equipamentos novos para a utilização de energias renováveis, com um limite fixado em 803€[26].

## 2.4 Sem Remuneração

### 2.4.1 Autoconsumo e Net Metering

O autoconsumo trata-se da ligação de um sistema de produção elétrica autónomo que tem como principal objetivo a sustentação energética do próprio sistema, total ou parcial. Com a adoção desta medida, o consumidor passa a definir-se como um *prosumer*, ou seja é conjuntamente um produtor e um consumidor, o termo *prosumer* advém da associação em inglês dos termos produtor e consumidor [27].

Quando o consumo do sistema é superior ao valor da produção, a energia produzida é totalmente autoconsumida, na qual é paga (valor de poupança para o *prosumer*) a um preço que tem como componentes o preço da energia, o preço de acesso à rede e o preço da comercialização, sendo mais elevada em baixa tensão comparativamente com a média tensão.

No caso de a produção se superiorizar ao consumo, a energia excedente resultante é injetada na RESP (Rede Elétrica de Serviço Público) com um valor de retribuição diferente, que em Portugal, através do Decreto-lei n.º 153/2014, corresponde a 90 % da média do preço mensal no OMIE (Operador do Mercado Ibérico de Energia- Pólo Espanhol) para Portugal [28].

O *net metering* também denominado de medição líquida, consiste numa política de incentivo à produção dispersa que permite aos pequenos produtores de FER estabelecer um acordo de faturação relativamente à troca de energia produzida por estes. O sistema assegura que a eletricidade produzida pelas FER e injetada na rede possui o mesmo valor económico que a energia consumida da mesma, ou seja, os *prosumers* têm a possibilidade de compensar parte ou totalidade do seu consumo de eletricidade, acrescentando-se ainda que quando a produção é superior ao consumo, ocorre a injeção na rede da energia excedente (*Net Excess Generation- NEG*), funcionando a RESP como um sistema virtual de armazenamento com a energia injetada a ser paga ao preço do mercado grossista [29].

Esta medição líquida da energia é realizada através de um contador elétrico bidirecional com a capacidade de registar os fluxos de energia em ambas as direções [30] (produtor-rede; rede-produtor), sendo que no fim de um dado período é apresentado o valor de energia líquida. No caso de o valor apresentado ser positivo, significa que o *prosumer* tem que pagar o valor de energia consumida da rede, pois o consumo foi maior que a produção, em caso contrário com o valor negativo significa que a sua produção superiorizou-se ao consumo e deste modo, consoante a legislação aplicável, pode receber créditos de energia renovável (kWh) ou monetários (€) para serem usufruídos no período posterior de faturação [31].

A aposta neste tipo de política da produção dispersa a partir de FER, é vantajosa para os consumidores em vários sentidos, desde o decréscimo da independência face ao preço de mercado, à inserção de um papel ativo por parte dos consumidores no mercado energético, a criação da necessidade de procura de soluções a nível de armazenamento de energia e de aparelhos inteligentes no controlo da produção e gestão de consumo, bem como o acréscimo de produção a partir de FER [32] [33]. O operador do sistema energético tem igualmente vantagens, representativas na redução de custos de transporte (proximidade da produção com os locais de consumo), redução dos picos de procura e um contributo financeiro importante para a transição energética [33].

## 2.4.2 Remuneração em Mercado

Com a liberalização do setor elétrico por toda a Europa o conceito de mercado de eletricidade passou a ser uma realidade instaurada nos vários países, com o objetivo de conceber uma nova arquitetura para a organização do setor elétrico. Hoje em dia são vários os mercados derivados da eletricidade como é exemplo o *EEX (European Energy Exchange AG)*, principal bolsa de energia da Europa Central.

Em Portugal, o produtor de energia renovável pode vender diretamente a energia produzida ao mercado Spot, caracterizado pela existência de contratos diários, ou pode vender em mercados de futuro, definidos como contratos a prazo [34]. Em ambos os casos existe o problema da

incerteza associado à produção, advindo dos recursos intermitentes, que leva ao pagamento de indenizações por parte dos produtores.

Os contratos diários são da gestão do operador de mercado OMIE, nestes contratos a transação de energia é efetuada para o dia seguinte, existindo a indicação do preço para cada uma das 24 horas. O funcionamento deste mercado é caracterizado pelo registo das várias ofertas e compras por parte dos diversos agentes, posteriormente existe uma organização das propostas de forma crescente (curva de oferta) e decrescente (curva de procura) sendo que o preço definido corresponde à interseção de ambas as curvas, processo este elaborado para cada uma das horas. Pode ser efetuado um ajuste nas quantidades de compra através das sessões do mercado intradiário [35].

O operador de mercado responsável pelos contratos a prazo é o OMIP (Operador do Mercado Ibérico de Energia- Pólo Português), na qual os contratos efetuados são referentes a compra e venda de energia para um certo período no futuro (semana, mês, trimestre e ano), distinguindo-se três diferentes tipos de contratos: futuro, *forward* e *swap* [36].

Os produtores podem ainda optar pela venda de energia em outro tipo de mercados específicos, como é o caso dos leilões de energia solar realizados pelo OMIP juntamente com a OMICLEAR (Sociedade de Compensação de Mercados de Eletricidade). Trata-se de leilões para os produtores de FV (fotovoltaico) realizados trimestralmente, no qual existe um comprador já predefinido e promotor do leilão, a Endesa [37].

Uma outra possibilidade ainda é a existência de agregadores/facilitadores que estabelecem um contrato de energia bilateral, apesar de estes não serem membros do mercado, têm como função prestar serviços de intermediação de operações “*over the counter*” (OTC). Deste modo o produtor vende a sua energia a um preço fixo ou indexado, e o facilitador adquire uma procuração que lhe dá direito a vender essa mesma energia em mercado [38].

### 2.4.3 Certificados de Energia Renovável

A criação de um Sistema *RECS- Renewable Energy Certificate System*, tem como objetivo uma implantação politicamente planeada com o incentivo à produção de energia elétrica proveniente de fontes renováveis, sob condições de mercado liberalizado [39].

Neste tipo de sistema, o produtor de energia renovável além de vender a eletricidade para a rede, recebe ao mesmo tempo um número correspondente de certificados verdes (normalmente um certificado por MWh), representação de um conjunto de benefícios ambientais e sociais, os quais são ativos financeiros e negociáveis. Posteriormente os certificados verdes obtidos pelos produtores de FER são transacionados em mercado, pelo que correspondem a um fluxo adicional de receitas à obtida pela venda de energia no mercado da eletricidade, formando deste modo dois mercados paralelos, o da energia elétrica (mercado físico) e o de certificados verdes [40] [39]. De modo a não existir prejuízo para os produtores, as receitas obtidas da venda dos certificados verdes, devem no mínimo, cobrir o diferencial entre os custos de geração de FER e a receita da venda da energia no mercado [41]. O consumidor/comercializador ao adquirir um certificado verde está a comprovar que consumiu energia renovável e deste modo está igualmente a incentivar a produção de energias renováveis e a diminuir o consumo de combustíveis fósseis.

Relativamente ao tipo de tecnologia das FER, esta pode ser um fator diferenciador na alocação de certificados, cabendo às tecnologias de FER com custos de geração mais elevados a atribuição de mais um certificado por unidade de energia produzida. A consideração desta variável induz uma maior diversidade a nível de tecnologias de FER [41].

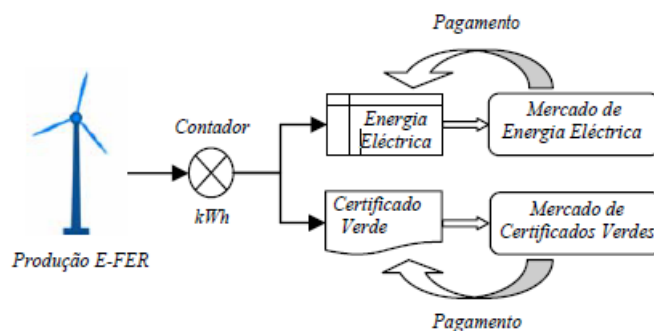


Figura 2.10: Representação da diferenciação dos mercados de certificados verdes e de eletricidade. Extraído de: [42]

Com a descrição prévia dos diferentes mecanismos de remuneração, é representado de seguida uma tabela com a comparação de cada política relativamente à exposição, ao risco e à eficácia distintivos de cada uma.

Tabela 2.1: Comparação das diferentes políticas [43][44]

Política	Exposição ao Risco	Eficácia
<i>FiT</i>	Baixo	Alta
<i>FiP</i>	Normalmente Baixo	Moderado
Leilões e Concursos	Alto	Dependente de certos fatores
Subsídios	Baixo/Moderado	Moderado
Autoconsumo	Baixa	Alta
Certificados Verdes	Alto	Baixa

## 2.5 Europa

Ao longo dos anos, os modelos de remuneração mais utilizados na Europa têm sido as *FiT*, as *FiP* e os subsídios de investimento, que separadamente ou combinados têm sido os responsáveis para o acentuado crescimento de FER. No entanto e tal como já referido anteriormente, esses mesmos apoios contribuíram igualmente para o desequilíbrio nos sistemas de energia elétrica e da variabilidade/interferência dos preços da eletricidade no mercado [45].

Na tabela 2.2 é possível observar os modelos adotados pelos diferentes países na Europa, no qual são identificáveis os países que disponibilizam mais do que um modelo remuneratório.



Tabela 2.2: Os vários modelos de apoio às FER em alguns países da Europa. Adaptado de: [45]

	País							
	Alemanha	Bélgica	Espanha	França	Grécia	Itália	Portugal	Reino Unido
<b>FiT/FiP</b>	Ativo	Inativo desde 2014	Inativo desde 2013	Ativo	Ativo	Ativo	Inativo desde 2016	Ativo
<b>Leilões e Concursos</b>	Não usa	Não usa	Ativo	Ativo	Não usa	Não usa	Não usa	Não usa
<b>Subsídios de Investimento</b>	Ativo	Ativo	Ativo	Ativo	Não usa	Ativo	Ativo	Não usa
<b>Benefícios Fiscais</b>	Não usa	Ativo	Ativo	Inativo desde 2014	Não usa	Ativo	Ativo	Não usa
<b>Autoconsumo</b>	Ativo	Ativo	Não usa	Ativo	Ativo	Ativo	Ativo	Ativo
<b>Certificados Verdes</b>	Ativo	Ativo	Não usa	Não usa	Não usa	Não usa	Não usa	Ativo
<b>Remuneração em Mercado</b>	Ativo	Ativo	Ativo	Ativo	Ativo	Ativo	Ativo	Ativo

O *Net-Metering* tem sido a medida mais implementada nos últimos anos, sendo que na tabela 2.2 apenas a Espanha não usufrui deste modelo, algo que tem sido planeado pelo próprio Governo mas que ainda não está realizado.

Os *FiT* e os *FiP* têm merecido especial atenção pelo facto de alguns países terem vindo nos últimos anos a suprimir este tipo de modelo, sendo os exemplos da Bélgica e mais recentemente da Espanha, justificando-se pelos rendimentos excessivos proporcionados aos produtores/investidores.

## 2.6 Portugal

Em Portugal a adoção de políticas de incentivo às FER com recurso a mecanismos de remuneração teve início em 1988 através do Decreto-Lei nº189/88 de 27 de Maio [46], no qual foi promovida a produção em regime especial, com acordos relativos a processos remuneratórios relativos à garantia de compra de energia.

Desde então, foram realizadas várias reformulações ao decreto assim como o surgimento de novas leis no que diz respeito à produção em FER, no qual as políticas *FiT* se foram destacando como o principal instrumento de incentivo realizado pelo Estado.

É com o objetivo de atingir as metas a que se tem proposto quanto à produção de energia renovável, que Portugal se tem notabilizado nesta área e que o colocam como uma referência mundial neste domínio. Ao longo dos últimos anos a aplicação de tarifas bonificadas (*FiT*) na construção de novos centros de produção de energia renovável, foram grande parte de um conjunto de medidas promotoras para a inserção de FER no nosso país, as mesmas revelaram-se necessárias uma vez que a produção de energia renovável não compete com os métodos tradicionais de produção de energia. Em contrapartida, o resultado da aplicação dessas medidas resultaram num acréscimo acentuado do défice tarifário, elaborando deste modo um cenário de custos excessivos de que são alvo hoje em dia grande parte dos consumidores [3].

Atualmente, o Estado Português optou por suspender qualquer tipo de apoio na construção de novos projetos de produção de energia renovável, nomeadamente as tarifas bonificadas (*FiT*), de forma a conseguir atenuar os custos crescentes dos últimos anos relativos a este setor.



## Capítulo 3

# Análise do Custo e Valor das Renováveis

Neste capítulo é elaborada uma análise acerca dos custos e valores das energias renováveis no sistema elétrico português. Numa primeira parte efetua-se uma caracterização temporal a nível de custos energéticos proporcionados pelas diferentes tecnologias de PRE, tendo como base os relatórios emitidos pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) anualmente referente às tarifas e preços para a energia elétrica. Na segunda parte é determinado o valor energético de essas mesmas tecnologias, incluindo uma análise quanto à energia exportada e importada pelo sistema elétrico, a partir dos registos referentes ao despacho de energia dos últimos anos.

### 3.1 Custo da PRE em Portugal

Em Portugal as políticas energéticas adotadas têm-se fixado num forte investimento na inserção de renováveis, com a construção de novos projetos e o reforço de potência, resultando numa maior quota de energia proveniente de fontes renováveis. As tarifas bonificadas recebidas pelos produtores de energias renováveis, associado ao decreto de lei promulgado pelo Estado Português no que se refere à obrigatoriedade do despacho dessa mesma energia (a energia proveniente da PRO (Produção em Regime Ordinário) é vendida em mercado), tem proporcionado custos cada vez mais elevados para o consumidor energético. Tal fator deve-se ao aumento da produção renovável que induz uma redução do preço de mercado, provocando deste modo um aumento do sobrecusto da PRE (diferencial entre o custo total de PRE e o valor da energia em mercado).

Os custos associados à PRE em Portugal estão presentes no gráfico [3.1](#), com a representação do preço de mercado e do sobrecusto, os quais somados representam o valor real pago aos produtores de energia renovável.

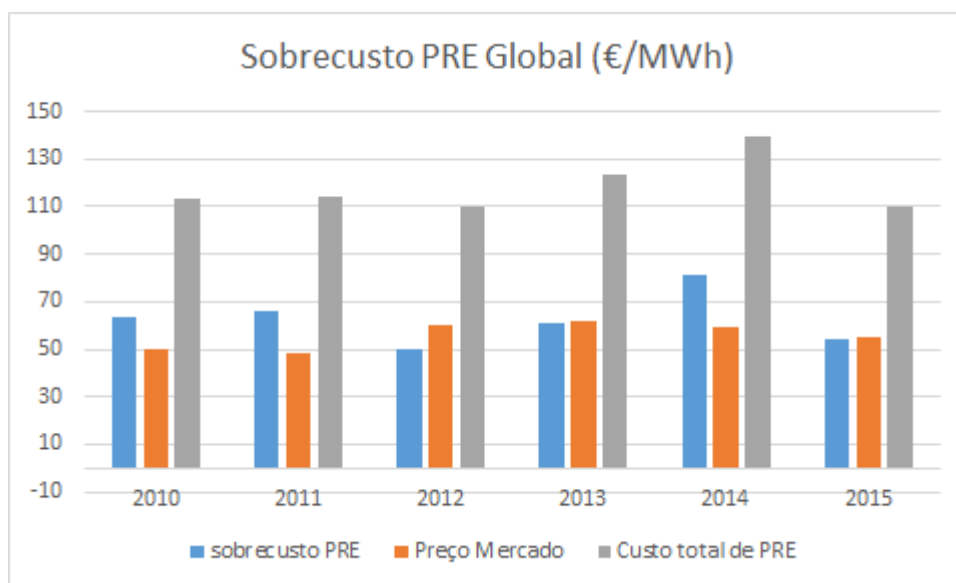


Figura 3.1: Representação do custo total da PRE, e das componentes de sobrecusto e preço de mercado. Extraído de: [3]

Pela análise da figura 3.1 verifica-se que o sobrecusto da PRE é superior ao preço de mercado na maioria dos anos, algo que representa o dobro do custo com energia renovável comparativamente à energia obtida em mercado. Quer isto dizer que de forma geral, nos últimos anos o custo de 1MWh que provém de PRE é o dobro do mesmo 1MWh proveniente de centrais térmicas (PRO). Uma vez que atualmente já alguns projetos de FER estão a terminar o período de apoio recebido através das tarifas bonificadas, o valor do custo total de PRE terá tendência a diminuir.

Assim sendo, torna-se imprescindível começar a delinear estratégias que passem conjuntamente pelo aumento das FER, com o objetivo de atingir as metas propostas no que toca à redução das quantidades de gases tóxicos emitidos para a atmosfera, e pela diminuição do défice tarifário.

De seguida, é apresentado o gráfico relativo aos custos em milhares de euros de cada tipo de tecnologia de FER, de modo a conseguir compreender a predominância relativa a cada uma.

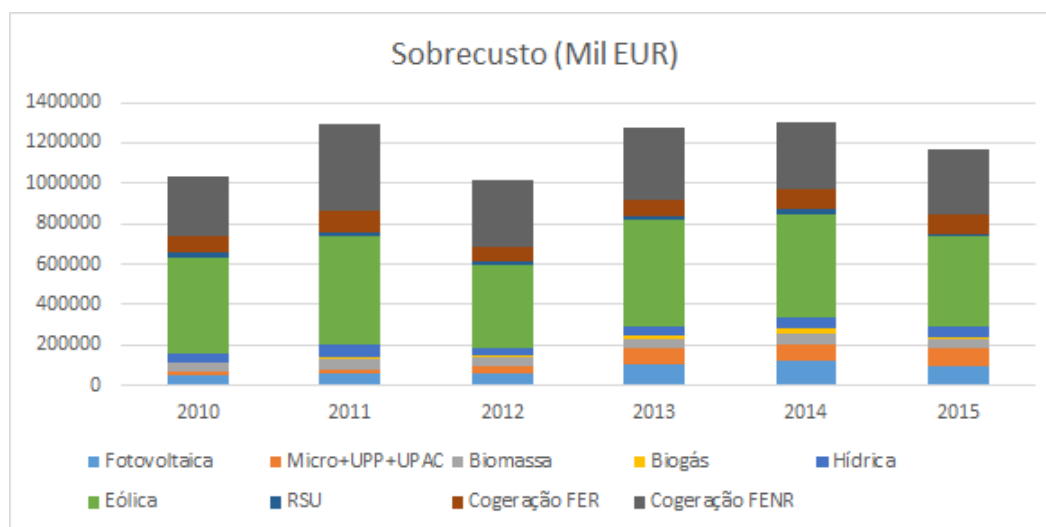


Figura 3.2: Representação do diferencial de custo por tecnologia em milhares de euros nos últimos anos. Extraído de: [3]

Como é possível verificar a nível de custos o ano de 2012 apresentou o valor mais baixo, algo explicável pelo facto de nesse ano uma maior parte dos custos terem sido diferidos excepcionalmente, ou seja, são custos que são recuperados através das tarifas em anos posteriores pré-definidos.

A produção eólica tem sido a tecnologia com maior impacto crescente ao longo dos anos, daí o seu custo elevado comparativamente com as restantes tecnologias, além disso foi um tipo de FER com uma aposta inicial relativamente alta sem aguardar um período de tempo para que a tecnologia se tornasse madura tornando o investimento mais barato. Os custos com o fotovoltaico, microgeração, UPP (Unidade de Pequena Produção) tem aumentado resultante do forte investimento neste tipo de FER (aumento da produção dispersa), e consequentemente um crescimento da sua capacidade instalada, algo comprovado na figura posterior 3.3. As UPAC (Unidade de Produção de Autoconsumo) embora estejam incluídas nos custos do sistema, elas reduzem os sobrecustos, dado que uma parte da energia é vendida à rede a baixo do preço de mercado. Em relação à produção hídrica, destaca-se o baixo custo no ano de 2012, uma vez que se tornou um ano de maior seca comparativamente com os restantes analisados.

A figura 3.3 disponibiliza informação acerca das quantidades de produção para cada hora.

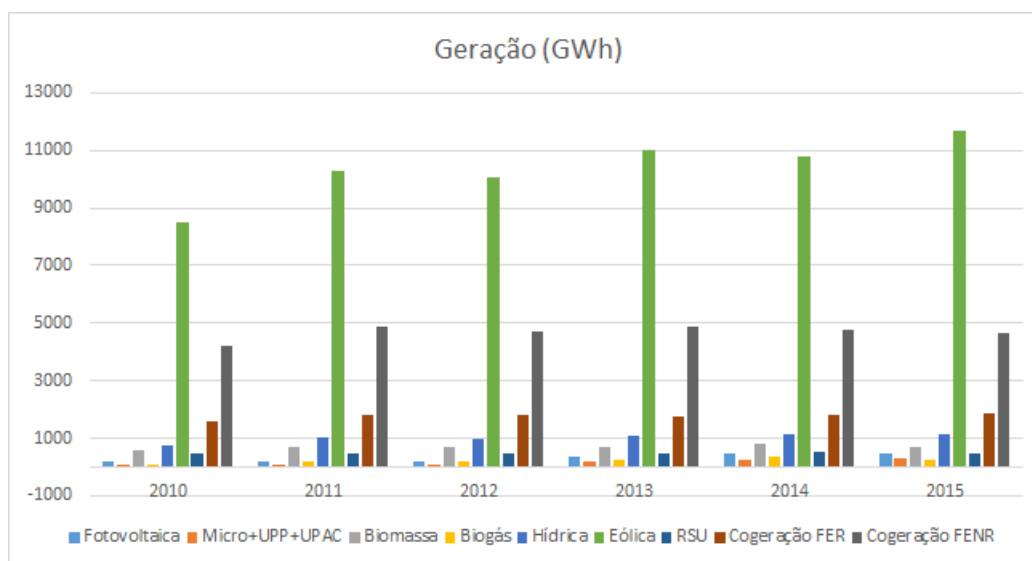


Figura 3.3: Representação da geração total de cada tipo de tecnologia. Extraído de: [3]

No que toca à geração, a eólica destaca-se com grandes quantidades de produção comparativamente com as restantes fruto da grande aposta que houve neste tipo de tecnologia no século XXI, distinguindo-se Portugal por ser um dos países com maior rácio de eólica. O ano de 2015 foi o que registou uma maior produção para além de que a eólica apresenta decréscimos ligeiros em alguns anos alternados resultante do facto de se caracterizar por ser uma fonte intermitente. De notar ainda o crescimento da produção a partir de fotovoltaico, microgeração, UPP e UPAC, resultantes da recente aposta cada vez maior por parte do Estado na promoção deste tipo de FER, tal como referido anteriormente.

De seguida apresenta-se o gráfico representativo do diferencial de custo de cada um dos diferentes tipos de tecnologia das FER, resultante da conjugação do custo (gráfico 3.2) com a geração (gráfico 3.3), sendo ainda apresentado no gráfico o preço da energia em mercado.

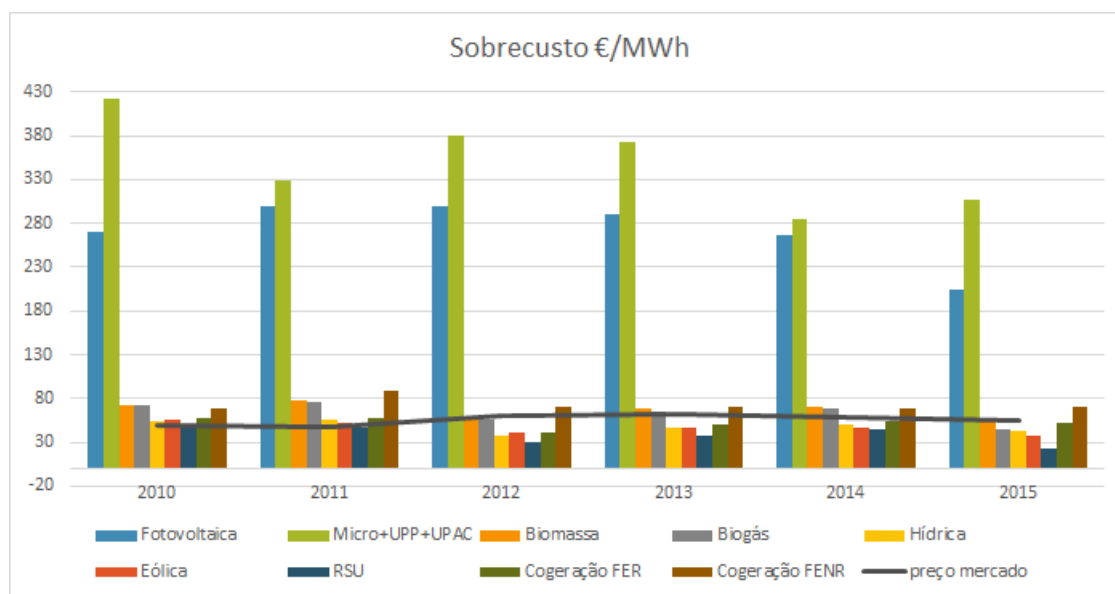


Figura 3.4: Representação do diferencial de custo por tecnologia de PRE por unidade produzida e do preço de mercado nos últimos anos. Extraído de: [3]

Podemos observar que o maior diferencial de custo está a cargo da microgeração, UPP, UPAC e fotovoltaica, ou seja, por cada unidade produzida de energia através deste tipo de tecnologia são efetuados pagamentos exorbitantes, quando comparados com as restantes FER, que chegam a aproximadamente um valor seis vezes mais caro, representativo dos primeiros contratos celebrados. Um outro aspeto importante a salientar, e verificável através da observação da curva representante do preço de mercado, é que apenas o valor do sobrecusto com a produção através de RSU (Resíduos Sólidos Urbanos) nestes últimos anos nunca ultrapassou o preço de mercado.

Tal como se pode verificar, é dentro destes moldes que se torna imprescindível para Portugal a adoção de novas formas de políticas que permitam continuar com o crescimento de FER, associando um decréscimo dos custos representativos. Atualmente já se começou a percorrer esse caminho, com a extinção de todo o tipo de taxas remuneratórias, como as *FiT*, para os projetos de renováveis que sejam iniciados atualmente.

## 3.2 Valor de Mercado das Energias Renováveis

### 3.2.1 Valor das PRE

Através dos dados obtidos quanto aos valores do despacho horário relativos ao período dos anos de 2013 a 2016, representando um conjunto total de registos *i*, e diferenciados consoante o tipo de tecnologia na produção, conjuntamente com os valores de consumo e os preços de mercado da energia, pretendeu-se elaborar uma análise representativa do valor da energia renovável em mercado. Inicialmente procedeu-se à obtenção dos seguintes gráficos representativos do preço médio da energia em mercado, em termos de padrão diário e mensal.

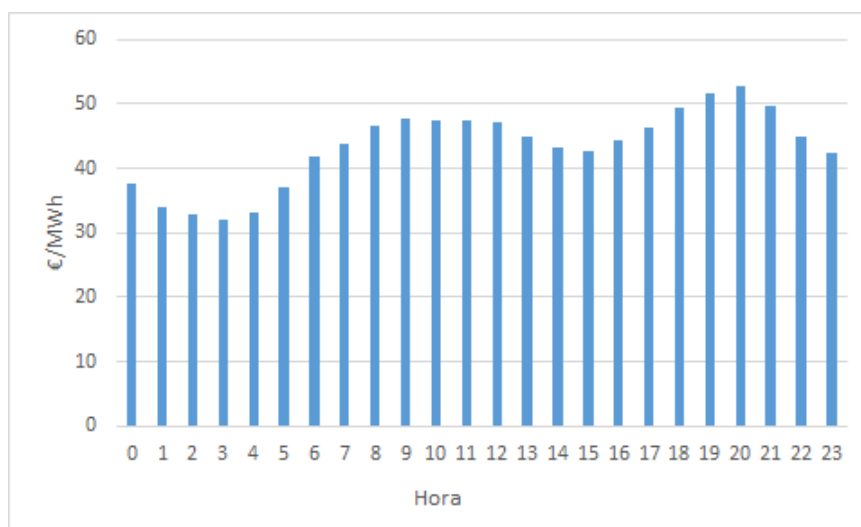


Figura 3.5: Preço médio da energia em mercado (€/MWh), diário.

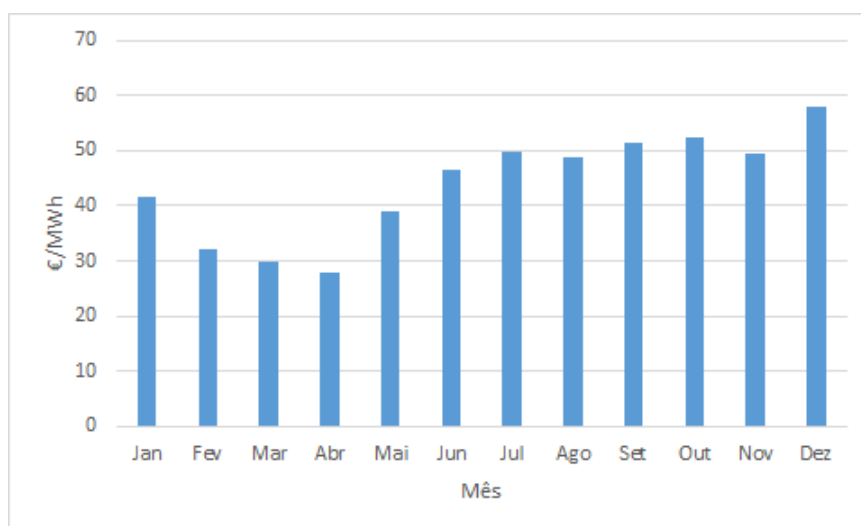


Figura 3.6: Preço médio da energia em mercado (€/MWh), mensal.

Pela análise dos gráficos acima representados, o valor do preço da energia em mercado descrito em termos de padrão diário é superior nas horas de ponta (9h-12h; 18h-21h) período ao qual existe um maior consumo por parte dos consumidores de energia elétrica, efetivando-se um crescente de procura e desse modo um aumento do preço de mercado, em contraste, a baixa procura nas horas de madrugada (1h-5h) proporciona preços mais baixos. No gráfico 3.6, constata-se que nos meses da estação de Inverno os preços da energia em mercado são mais baixos, fruto da pluviosidade registada que permite o funcionamento em grande escala das centrais hidroelétricas. De notar também o preço no mês de Abril como sendo o mais baixo.

Posteriormente apresenta-se o gráfico relativo ao valor da energia diferenciado segundo os períodos horários, considerando-se um ciclo semanal, ou seja, distingue-se os dias úteis dos sábados



e domingos e ainda com os períodos de Verão e Inverno.

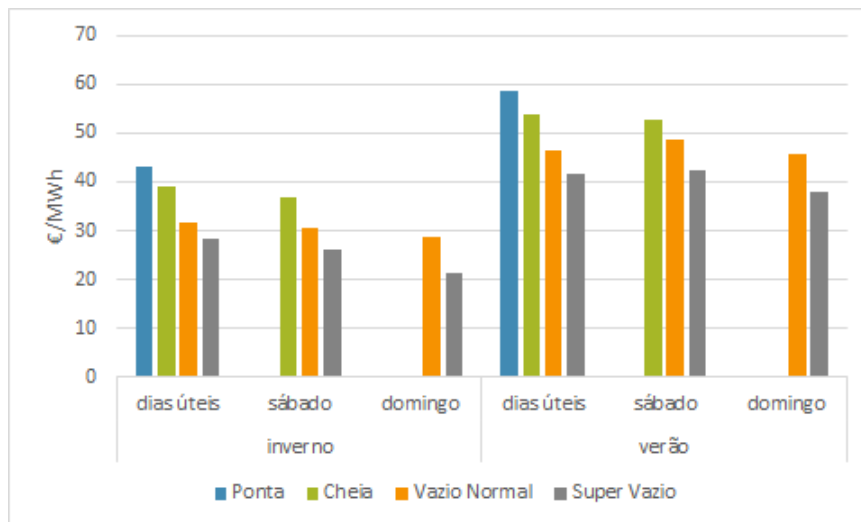


Figura 3.7: Preço médio da energia em mercado consoante a tarifa e os períodos horários, ciclo semanal.

Uma vez que nas pontas se verifica os consumos mais elevados de energia, tal como referido anteriormente, o valor do preço médio em mercado é maior relativamente aos restantes períodos de cheias, vazio normal e super vazio (menor procura). No que toca ao período de Verão, este possui um preço médio em mercado superior face ao período de Inverno, muito por conta da distinta pluviosidade verificada nestes períodos.

De seguida pretendeu-se obter o valor da energia consoante o tipo de PRE para cada uma das horas, de forma a interpretar o seu comportamento durante um dia, distinguidas entre a produção solar, eólica, hídrica e cogeração juntamente com biomassa. Para tal procedeu-se ao cálculo do valor da energia através da divisão do preço total, obtido através do produto do preço de mercado com o valor da produção, pela produção total, através da seguinte expressão:

$$EM_h = \frac{\sum_{i|h} E_{ih} \times \epsilon_{ih}}{\sum_{i|h} E_{ih}} \quad (3.1)$$

em que:

- $EM_h$ : Valor da energia na hora h, em €/MWh;
- $E_{ih}$ : Corresponde à produção de energia na hora h em todos os registos i, em MWh;
- $\epsilon_{ih}$ : Corresponde ao preço de mercado na hora h em todos os registos i, em €/MWh;

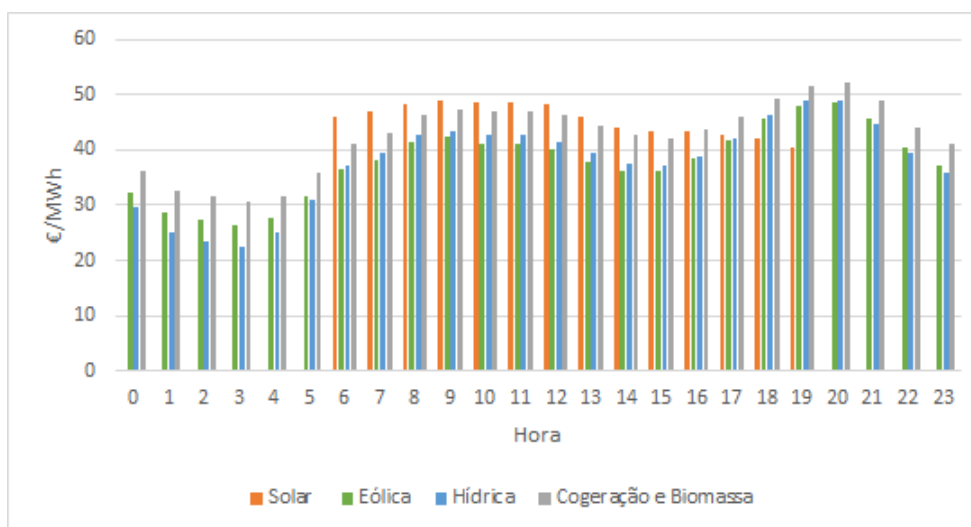


Figura 3.8: Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE, em cada uma das horas do dia.

Pela análise do gráfico, verifica-se que o valor da energia solar é superior, às restantes, entre as 6h e as 16h durante grande parte do seu período de produção. Este valor superior por parte da energia solar justifica-se pelo aumento do preço de mercado simultaneamente às horas de maior produção. O valor da energia de cogeração e biomassa é superior nas horas de vazio (super vazio e vazio normal) devido ao facto de se tratar de energia despachável, ou seja, pode ser utilizada em momentos mais oportunos definidos por um preço de mercado maior. Podemos verificar esta análise com apoio nos anexos A.1 e A.2 em que, o preço de mercado nos dias úteis é superior face ao fim-de-semana sendo por isso que a produção de PRE a partir de cogeração e biomassa no fim-de-semana sofre uma diminuição, ao contrário do que se sucede com a produção solar e eólica que praticamente têm valores médios de produção constantes, resultantes de não serem despacháveis, comprovável através dos anexos A.3 e A.4. No que toca à produção hídrica esta apresenta um valor superior à eólica nas horas de ponta, pois trata-se igualmente de uma fonte despachável, permitindo deste modo que se aloque a sua produção nas horas mais caras, ou seja, nos períodos em que o preço de mercado é maior. Apesar desse facto em média a sua produção situa-se nas horas economicamente mais baixas, daí o seu valor energético ser inferior ao da produção eólica nas restantes horas do dia.

Posteriormente, efetuou-se uma análise mensal e anual com recurso à mesma formulação utilizada anteriormente (3.1), com a diferenciação dos meses do ano e dos anos ao invés das horas:

$$EM_m = \frac{\sum_{i|m} E_{im} \times \epsilon_{im}}{\sum_{i|m} E_{im}} \quad (3.2)$$

em que:

- $EM_m$ : Valor da energia no mês  $m$ , em €/MWh;
- $E_{im}$  corresponde à produção de energia no mês  $m$  em todos os registos  $i$ , em MWh;

- $\epsilon_{im}$  corresponde ao preço de mercado no mês  $m$  em todos os registos  $i$ , em €/MWh;

$$EM_a = \frac{\sum_{i|a} E_{ia} \times \epsilon_{ia}}{\sum_{i|a} E_{ia}} \quad (3.3)$$

em que:

- $EM_h$ : Valor da energia na hora  $h$ , em €/MWh;
- $E_{ia}$  corresponde à produção de energia no ano  $a$  em todos os registos  $i$ , em MWh;
- $\epsilon_{ia}$  corresponde ao preço de mercado no ano  $a$  em todos os registos  $i$ , em €/MWh;

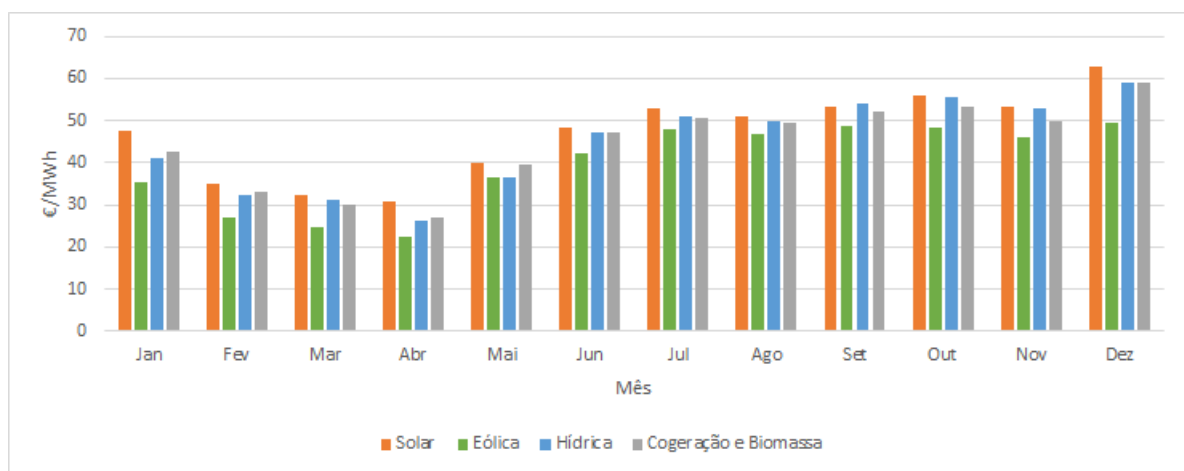


Figura 3.9: Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE, em cada um dos meses do ano.

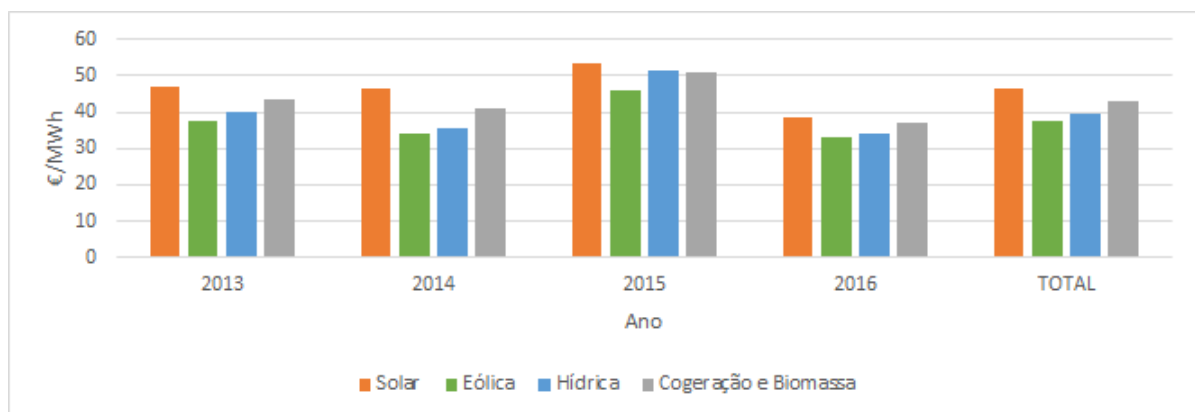


Figura 3.10: Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE, em cada um dos anos analisados.

Pela análise do gráfico 3.9, constata-se um decréscimo do valor da energia desde Janeiro até ao mês de Abril (por exemplo descida de 35% do valor da solar), posteriormente a esse período o

valor vai aumentando ligeiramente até ao final do ano, no período de Inverno o valor é mais baixo comparativamente com o período de Verão, fundamentando-se pelo facto de o preço da energia em mercado ser mais baixo, como já tínhamos observado no gráfico 3.6 coincidindo também com as produções mais altas dos diferentes tipos de PRE, anexo A.5.

Pela análise do gráfico 3.10, é possível observar que o ano de 2015 representou uma valorização da energia superior para as diferentes formas de produção relativamente aos restantes anos analisados. Nesse ano o preço médio anual da eletricidade no mercado foi superior, devido ao facto de se tratar um ano com menor pluviosidade, ou seja “mais seco”, sendo que o valor (€/MWh) da energia hídrica registou um aumento de 44% de 2014 para 2015. No que diz respeito ao total dos últimos anos, o valor da energia solar é o mais alto pois tal como referido anteriormente existe um aumento da produção solar combinado com os períodos de maiores preços de mercado. A energia eólica é a menos valorizada, fruto da sua alta produção em períodos noturnos, quando o preço de mercado é mais baixo.

### 3.2.2 Recursos Hídricos

De seguida realizou-se uma análise ao valor da energia produzida através dos recursos hídricos, que apresentam uma influência direta no preço de mercado existindo uma diminuição em anos de maior pluviosidade. Assim sendo no que se refere à produção de energia renovável a partir de hídrica, determinou-se o valor para os diferentes tipos de produção: albufeiras, fio de água e PRE hidráulico. Para tal recorreu-se à fórmula 3.1 já antes indicada.

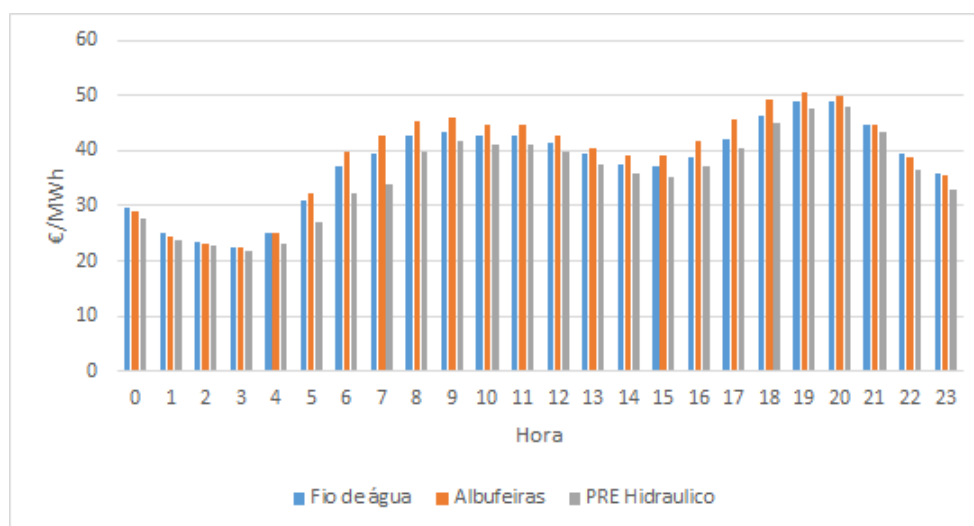


Figura 3.11: Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE Hídrica, em cada uma das horas do dia.

A partir da análise do gráfico, a energia produzida pelas albufeiras possui uma valorização maior durante grande parte das horas do dia (4h às 20h), uma vez que tal como ocorria com a energia solar, existe uma maior produção nas albufeiras nos períodos em que o preço de mercado

é superior devido à capacidade de armazenar água e daí resultante uma utilização em momentos oportunos. Durante o período noturno a produção a partir dos fios de água é ligeiramente superior às restantes.

Posteriormente procedeu-se a uma análise desciminada em termos de meses e anos, com o intuito de perceber quais os efeitos ocorridos em termos de valorização energética. Para tal efeito procedeu-se ao cálculo através das seguintes fórmulas 3.2 e 3.3 já anteriormente empregues.

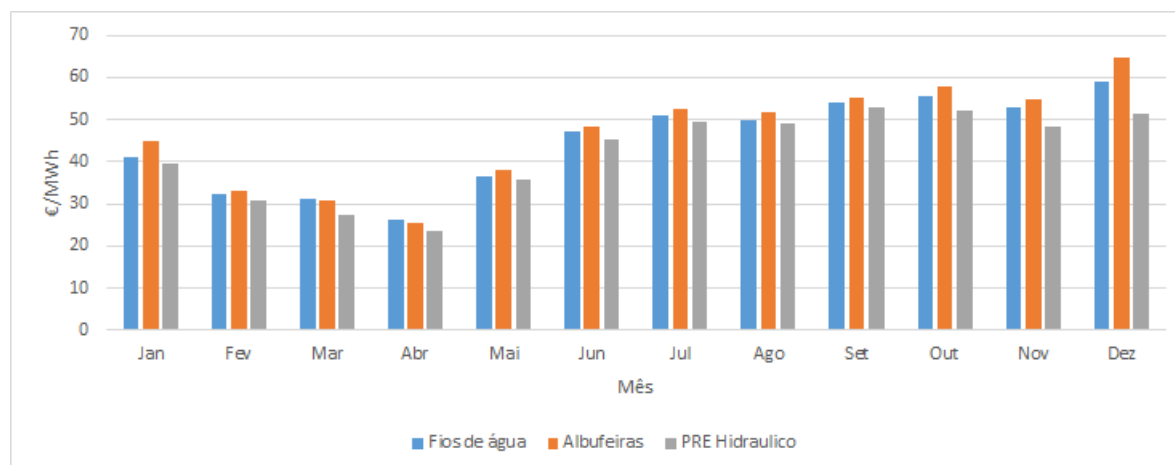


Figura 3.12: Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE Hídrica, em cada um dos meses do ano.

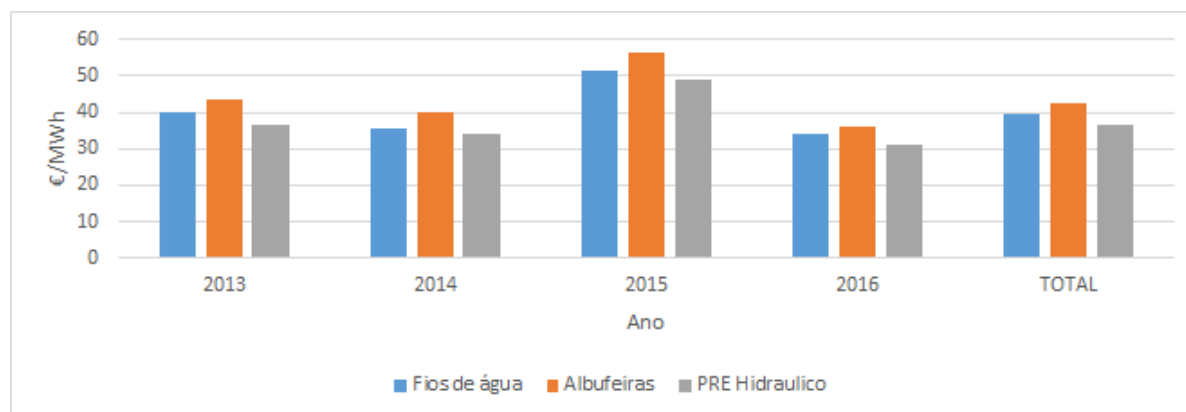


Figura 3.13: Valor da energia em €/MWh para diferentes formas de PRE Hídrica, em cada um dos anos analisados.

Como podemos observar pelo gráfico 3.12, o comportamento dos valores são semelhantes ao que se sucede para as PRE analisadas anteriormente (solar, eólica, hídrica e resto de PRE), em que o mês de Abril se apresenta como o mês de menor valorização energética, resultante do baixo consumo e preços de mercado baixos.

No que diz respeito há análise anual, gráfico 3.13, o ano de 2015 teve a maior valorização da energia com destaque para as albufeiras, em que o seu valor no ano de 2014 foi de 39,91 €/MWh e no ano de 2015 fixou-se nos 56,48 €/MWh, um aumento de 41,53%.

### 3.2.3 Importação e Exportação

Hoje em dia tem-se debatido o fator das interligações energéticas entre os vários países de forma a permitir a existência de uma conexão maior, o qual permite elaborar um mercado energético único na Europa e com isso advém uma redução substancial dos custos energéticos. Tomando como exemplo a península ibérica, esta encontra-se com fracas ligações energéticas com o resto da Europa devido aos Pirenéus, tornando-se numa “ilha energética”. Deste modo torna-se importante elaborar uma análise da valorização energética quanto à importação e exportação de energia em Portugal, à realização dos seguintes gráficos com recurso às equações 3.1, 3.2 e 3.3.

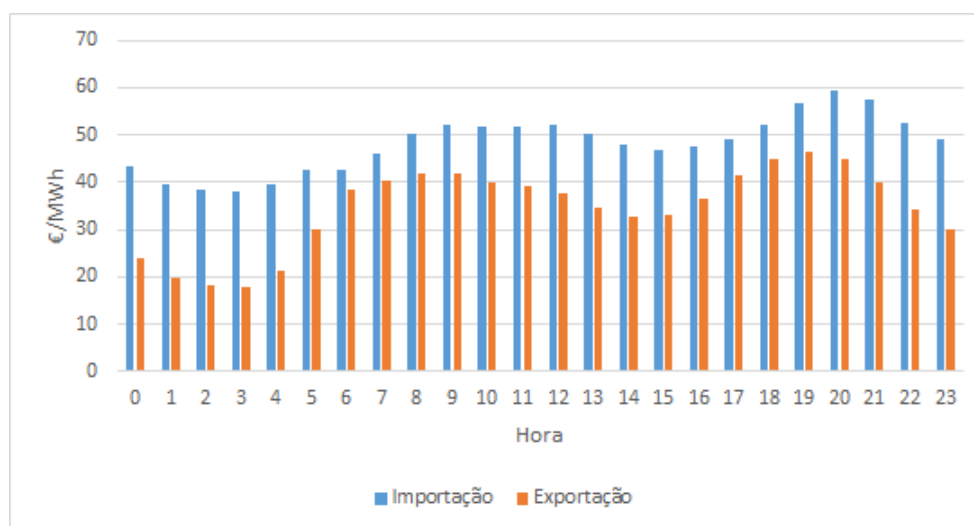


Figura 3.14: Valor da energia em €/MWh para a importação e exportação, em cada uma das horas do dia.

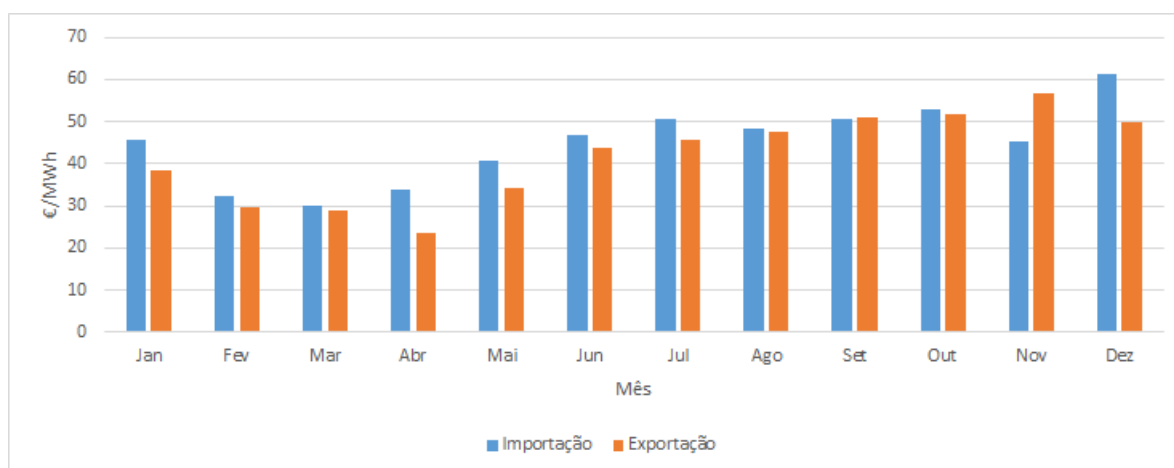


Figura 3.15: Valor da energia em €/MWh para a importação e exportação, em cada um dos meses do ano.

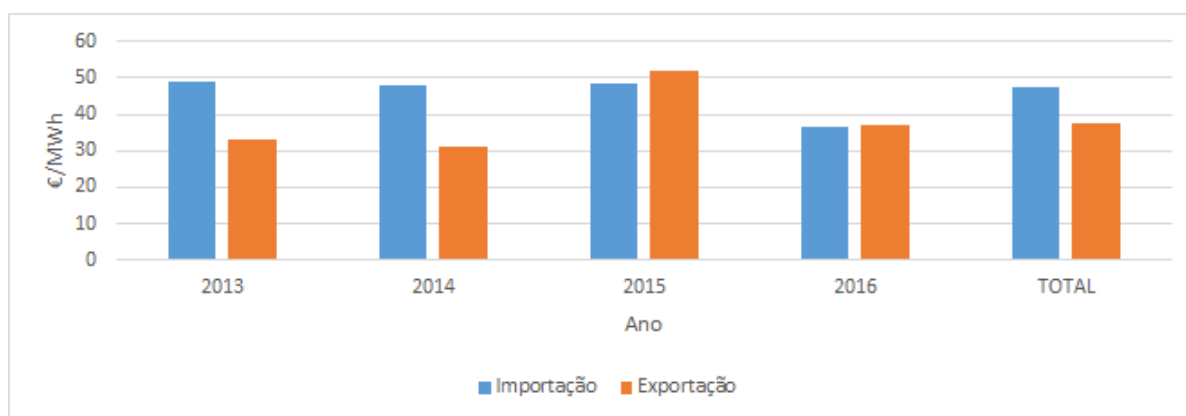


Figura 3.16: Valor da energia em €/MWh para a importação e exportação, em cada um dos anos analisados.

Observando o gráfico 3.14, em média o valor energético da importação é superior à exportação em todas as horas do dia, sendo o diferencial maior nos períodos noturnos, onde se apresenta em média nos 41%.

No gráfico 3.15, o valor energético da importação superiorizou-se na generalidade dos meses, à exceção dos meses de Setembro e Novembro onde o valor da exportação foi superior à importação. Com recurso ao anexo A.9, referente às quantidades médias de energia exportada e importada (MWh) mensalmente observamos que existe uma maior exportação nos meses de Inverno devido a uma maior existência do recurso hídrico provocado por períodos de maior pluviosidade, sendo que nos meses de Verão, tratando-se de períodos de maior seca e consequente menor disponibilidade do recurso hídrico, ocorre uma importação maior de energia. Assim sendo, com a conjunção de um preço de mercado mais baixo no período de Inverno e mais alto no período de Verão, o valor da energia importada é superior à energia exportada.

Pela análise do gráfico 3.16, o ano de 2015 para além de apresentar os valores de energia superiores relativamente aos restantes anos, algo já repetido com os valores de €/MWh para as restantes formas de produção, apresenta o único ano em que o valor da exportação se superiorizou à importação. O valor da energia exportada subiu em 2015 cerca de 65%, relativamente ao ano transato. No anexo A.10, relativo às quantidades energéticas de importação e exportação, a exportação energética teve um grande crescimento no ano de 2016, fruto de um ano com grande produção de renovável atingindo mesmo registos históricos. No entanto, verifica-se que no gráfico acima referente ao valor da energia, no mesmo ano de 2016 que foi ligeiramente superior ao da importação, uma vez que o aumento da produção de renovável provoca uma descida no preço de mercado, gerando deste modo um valor energético menor. A energia importada neste último ano (2016) desceu comparativamente com o ano inicial (2013) em 25%.

No conjunto dos anos analisados a importação obteve um valor médio superior comparativamente com a exportação, em cerca de 27%.

### 3.3 Resumo

Deste modo, neste capítulo foi possível quantificar e caracterizar os custos relativos à inserção de fontes renováveis no sistema elétrico nacional, no qual apresentam hoje em dia um custo quase duplicado comparativamente com a energia produzida nas centrais térmicas. No que diz respeito ao valor das renováveis, verificou-se que a energia solar representa um maior valorização comparativamente com as restantes, fruto da sua maior produção em períodos em que o preço de mercado é maior.



## Capítulo 4

# Metodologia Adotada

Nesta secção será apresentada uma visão detalhada da forma de cálculo e da metodologia seguida para a construção dos vários modelos referentes às tarifas dinâmicas, para que haja uma melhor e mais rápida compreensão dos dados e resultados obtidos adiante.

A metodologia será dividida em três partes distintas: na primeira parte temos o cálculo da tarifa dinâmica de forma geral para todos os consumidores, na segunda parte a tarifa é calculada apenas para um consumidor energético que usufrua de um sistema de painéis fotovoltaicos (PV), sendo que por último a tarifa é determinada para um consumidor que além de ter instalado um sistema PV complementa com a utilização de garantias de origem através de um comercializador.

### 4.1 Tarifa Elétrica

Para que o consumidor possa usufruir da energia elétrica é necessário que exista toda uma estrutura que possibilite essa mesma condição, que passa desde a produção até ao transporte e distribuição, findando no consumidor, representando-se deste modo a cadeia de valor do Setor Elétrico. Para tal, cada uma destas atividades mencionadas acarreta custos que são traduzidos sob a forma de tarifas, as quais são agregadas na fatura elétrica de todos os consumidores energéticos.

Deste modo, existem atualmente dois tipos de estruturas tarifárias em Portugal, que se diferenciam consoante o mercado é livre ou regulado, gráfico 4.1. Em ambas a tarifa de acesso às redes mantém-se, traduzindo-se nos custos relacionados com o transporte e com a distribuição, encontrando-se por isso desagregada em tarifa de uso global do sistema (TUGS), tarifa do uso da rede de transporte (TURT) e tarifa do uso da rede de distribuição (TURD). É na TUGS que se encontra alocado os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), fruto dos custos associados às políticas energéticas (figura 4.2).

No acesso à rede, a tarifa predominantemente utilizada é a tarifa *ToU - Time of Use*, tratasse de uma tarifa fixada de acordo com um calendário específico, no qual o seu valor é constante e predeterminado anualmente pela ERSE, sendo aplicado durante esse mesmo período. Nesta tarifa o dia é dividido em blocos de horas, onde o preço varia consoante o bloco do período horário em que se está inserido, no entanto não varia dentro do próprio bloco. Os preços mais elevados são

nos períodos das horas de ponta, sendo que como raramente este preço é ajustado durante o seu período de aplicação (anual), o preço a pagar nas horas de ponta no período de Inverno será igual ao empregue no período de Verão, o que justifica muita diferença uma vez que se trata de períodos com procuras diferentes.

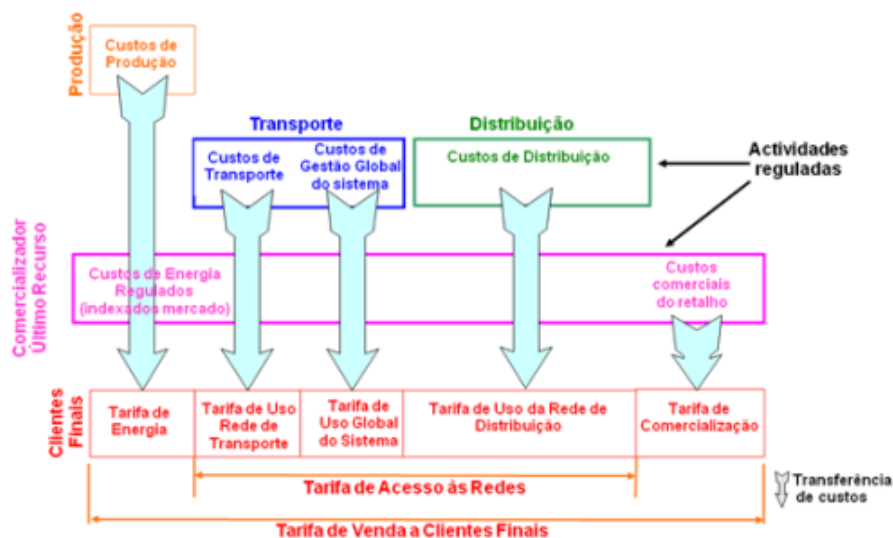


Figura 4.1: Estrutura das tarifas transitórias no Mercado Regulado.

Nos últimos anos, a aposta crescente na produção de energia através de fontes renováveis por parte de Portugal, tem-se refletido no aumento substancial do valor dos CIEG, não só a nível da garantia de potência (redução das horas de funcionamento das centrais térmicas) mas principalmente no diferencial de custo da PRE.

Este diferencial representa o sobrecusto que as energias renováveis acarretam para o sistema elétrico, no qual tem tomado valores de proporções extremamente elevados, que se têm refletido nas faturas elétricas dos consumidores. Para tal nesta dissertação a metodologia adotada para alteração das tarifas elétricas, será incidente na parcela dos CIEG, mais especificamente na componente do diferencial de custo da PRE, uma vez que são estes os valores que refletem a aposta deste tipo de produção elétrica.

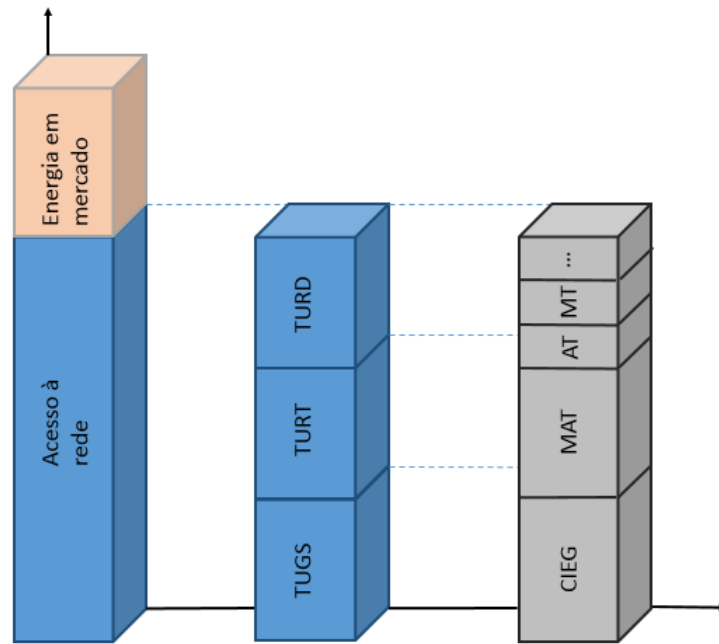


Figura 4.2: Decomposição em parcelas da tarifa de acesso à rede.

## 4.2 Tarifa Dinâmica

Com o objetivo de conceber uma tarifa que projete uma melhor reflexão dos custos do SEE, as tarifas dinâmicas variam consoante determinados parâmetros como o preço e o tempo de aplicação, de forma mais frequente comparativamente com as tarifas tradicionais. A sua implementação tem como objetivo principal uma adaptação maior por parte dos preços aos custos marginais do sistema, inculcando nos clientes energéticos a capacidade de alterarem o seu diagrama de consumo de forma a reduzir os seus custos com a energia. Sendo a tarifa de acesso à rede constante, o objetivo é tornar a sua componente de sobrecusto de PRE dinâmica, ou seja, que ocorra uma variação do valor pago pelo consumidor segundo a variação de certos parâmetros.

### 4.2.1 Fator Renovável

Inicialmente determinou-se o perfil de consumo normalizado em determinado nível de tensão através dos perfis disponibilizados no portal da ERSE, para os referidos anos de estudo. Para tal os valores normalizados foram multiplicados por um fator de escala que permitiu obter os consumos totais em cada hora para o respetivo nível de tensão. O referente cálculo apresenta-se de seguida:

$$X_a = \frac{\overline{CM_a} \times FE_a}{\overline{PC_a}} \quad (4.1)$$

em que:

- $X_a$ : Corresponde ao fator de escala no ano  $a$ , em MWh;

- $\overline{CM}_a$ : Corresponde ao consumo médio de energia no ano  $a$ , em MWh;
- $FE_a$ : Corresponde à fração de energia fornecida para um nível de tensão no ano  $a$ , em percentagem;
- $\overline{PC}_a$ : Padrão de consumo médio no ano  $a$ , adimensional (sem unidades);

Com o produto entre o fator calculado de cada nível de tensão e o padrão de consumo para cada hora, determina-se os consumos em cada hora:

$$C_h = X_a \times PC_h \quad (4.2)$$

em que:

- $C_h$ : Consumo na hora  $h$ , em MWh;
- $X_a$ : Corresponde ao fator de escala no ano  $a$ , em MWh;
- $PC_h$ : Padrão de consumo na hora  $h$ , adimensional;

Assim sendo, deste modo obteve-se o valor do consumo total em cada hora para um nível de tensão pretendido.

Após o cálculo do consumo, procedeu-se à determinação do valor pago na tarifa de acesso à rede para cada hora ( $AR_{xh}$ , em que  $x$  caracteriza a classe do consumidor) no qual o valor traduz a conjunção de várias componentes: a energia ativa, reativa e a potência. O proveito recuperado através do uso das redes está dependente do tipo de tarifa que o usuário tem (simples, bi-horária ou tri-horária, para os casos de BTN com potência aparente inferior a 20,7kVA) e do período horário ao qual está inserido (horas de ponta, horas de cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio), existe ainda o valor de potência contratada sendo que no caso das horas de ponta dá-se o acréscimo de um valor de potência de ponta a cobrar ao consumidor.

Deste modo, tomando como exemplo um consumidor que está a usufruir da energia elétrica numa hora do período de cheias, o valor pago de tarifa de acesso à rede é o valor referente à energia ativa juntamente com a potência contratada. Atualmente esta tarifa empregue é denominada de *TOU - Time os use*, que tal como referido anteriormente é caracterizada pela variação consoante o período horário inserido.

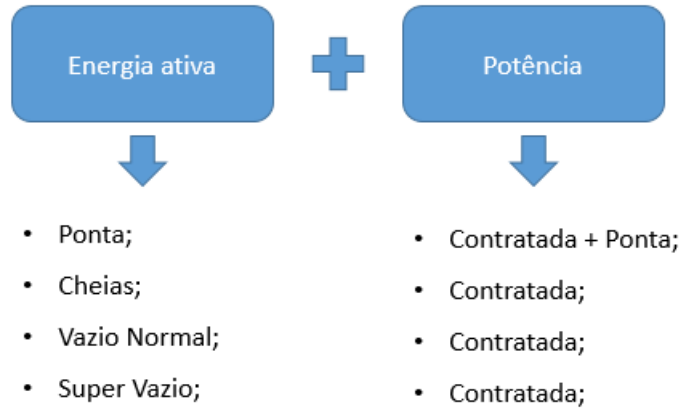


Figura 4.3: Divisão da tarifa de acesso à rede.

Uma vez determinado o valor da tarifa de acesso à rede que uma determinada classe de consumidor paga e recorrendo à informação acerca do valor do preço da energia no mercado, é possível determinar qual o valor total da tarifa que o mesmo consumidor paga na fatura elétrica, através da formula 4.3.

$$TT_{ph-x_h} = PM_h + AR_{x_h} \quad (4.3)$$

em que:

- $TT_{ph-x_h}$ : Valor total da tarifa na hora  $h$ , em €/MWh;
- $PM_h$ : Preço de mercado, em €/MWh;
- $AR_{x_h}$ : Valor da tarifa de acesso à rede em cada hora  $h$ , em €/MWh;

Uma vez determinado o cálculo da tarifa total atual empregue no sistema elétrico português, pretende-se agora descobrir dentro desse mesmo valor qual a quantidade paga referente ao sobre-custo da PRE. O cálculo para determinação do valor médio da tarifa de acesso à rede durante um ano foi o seguinte:

$$\overline{AR_{x_a}} = \frac{\sum_{ia} C_{ia} \times AR_{x_{ia}}}{\sum_{ia} C_{ia}} \quad (4.4)$$

em que:

- $\overline{AR_{x_a}}$ : Valor médio da tarifa de acesso à rede no ano  $a$ , em €/MWh;
- $C_{ia}$ : Valor dos consumos no ano  $a$ , em MWh;
- $AR_{x_{ia}}$ : Corresponde a todos os valores do acesso à rede no ano  $a$ , em €/MWh;

$$FR = \frac{R}{\overline{AR}_{x_a}} \quad (4.5)$$

em que:

- $FR$ : É a fração do sobrecusto da PRE na tarifa de acesso à rede, em percentagem;
- $R$ : Valor do sobrecusto da PRE na tarifa de acesso à rede, em €/MWh;
- $\overline{AR}_{x_a}$ : Valor médio da tarifa de acesso à rede no ano  $a$ , em €/MWh;

A fórmula 4.4 permite-nos obter o valor médio anual da tarifa de acesso à rede, em que de seguida é necessário conhecer qual a fração do sobrecusto de renovável que está inserida na tarifa de acesso à rede. Para tal efetua-se uma divisão do valor da renovável pelo valor do acesso à rede, representado pela equação 4.5, e deste modo conhecemos o valor de percentagem que estamos a pagar referente ao sobrecusto de PRE. Para se proceder à determinação do valor em €/MWh, efetua-se o seguinte cálculo:

$$R_{ph-x_h} = \overline{AR}_{x_h} \times FR \quad (4.6)$$

em que:

- $R_{ph-x_h}$ : Valor do sobrecusto da PRE em cada hora  $h$ , em €/MWh;
- $\overline{AR}_{x_h}$ : Valor da tarifa de acesso à rede em cada hora  $h$ , em €/MWh;
- $FR$ : É a fração do sobrecusto da PRE na tarifa de acesso à rede, em percentagem;

O custo com a renovável em cada hora é dado por:

$$VR_{ph-x_h} = R_{ph-x_h} \times C_h \quad (4.7)$$

em que:

- $VR_{ph-x_h}$ : Valor monetário do sobrecusto da PRE na hora  $h$ , em €;
- $R_{ph-x_h}$ : Valor do sobrecusto da PRE em cada hora  $h$ , em €/MWh;
- $C_h$ : Consumo na hora  $h$ , em MWh;

Posteriormente efetua-se o cálculo do custo total (CT) durante um ano, aplicando o somatório de todos os valores de sobrecusto, com o objetivo de obter o valor total pago pela tarifa *TOU* no que diz respeito ao sobrecusto com as renováveis:

$$CT_a = \sum_{ia} VR_{ph-x_{ia}} \quad (4.8)$$

onde:

- $CT_a$ : Valor do sobrecusto total com a PRE no ano  $a$ , em €;
- $VR_{ph\_x}$ : Valor monetário do sobrecusto da PRE na hora  $h$ , em €;

Com a utilização dos dados do despacho horário referentes aos anos de 2013 a 2016, é possível determinar o custo total anual para cada ano, relativo ao sobrecusto de PRE que cada consumidor paga, bem como o seu custo médio anual.

Como se sabe, energia renovável é caracterizada pela sua variabilidade, intermitência e imprevisibilidade, fatores estes que contribuem para um acréscimo dos custos relativos à operação por parte do operador do sistema (OS) e uma redução da estabilidade do sistema. Contudo, este tipo de fontes são cruciais para a contribuição na redução das emissões dos gases poluentes para a atmosfera, de forma a conter o aumento da temperatura global, bem como para a sustentabilidade energética do nosso planeta a todos os níveis, procurando-se cada vez mais suprimir a dependência ligada aos combustíveis fósseis.

Para tal, considerou-se interessante adotar uma metodologia que permitisse estimular os consumidores energéticos a optar pelo aumento do consumo nas horas em que a PRE apresenta uma percentagem considerável face à produção total.

Deste modo, o objetivo passa pela criação de uma tarifa dinâmica, em que o seu preço irá variar durante o ano (contrariamente ao que acontece à tarifa convencional, *TOU*), consoante o nível de consumo por parte dos consumidores de energia proveniente de fontes renováveis. No entanto o custo total médio anual terá que ser igual, ou seja, os valores de remuneração total através da cobrança aos consumidores da tarifa de acesso à rede é o mesmo.

Para tal, a tarifa dinâmica é calculada e representada através do uso de uma função afim com declive negativo em que, quanto maior for o rácio de renovável sobre a energia total, maior é o consumo de renovável, e assim sendo, menor é o valor que o consumidor paga em termos de tarifa. A função representativa desta tarifa é apresentada na equação 4.9.

$$R_{td\_x} = aq + b \quad (4.9)$$

em que:

- $R_{td\_x}$ : Valor do sobrecusto da renovável através do modelo de tarifa dinâmica, em €/MWh;
- $q$ : Fração de renovável face ao consumo total, em percentagem;
- $b$ : Valor da ordenada para o qual a coordenada apresenta valor nulo.

Inicialmente para a representação desta reta de custo, foi necessário a fixação de um ponto fixo no eixo das ordenadas, que representa a percentagem do consumo de PRE sobre o consumo total a partir do qual o cliente pagaria 0 €/MWh pelo sobrecusto da PRE na tarifa de acesso à rede. Uma vez que nos dados registados do despacho dos anos em estudo, a percentagem de PRE no sistema nunca atingiu o valor de 150%, como se pode observar no gráfico 4.4, este acabou por ser o ponto escolhido. Isto significa que mesmo que exista um consumo de 100% de PRE face ao consumo

total por parte de um consumidor, este ainda efetua um pagamento pela forma como está definida a reta.

Assim sendo, de modo a conseguir determinar os valores dos coeficientes  $a$  e  $b$ , recorreu-se à ferramenta do *solver* disponibilizada pelo *Excel*, que nos permitiu aproximar com um erro extremamente reduzido (perto de zero) o custo total médio anual da tarifa já existente, relativamente ao resultante da tarifa dinâmica. Deste modo foi assegurado que em média o sistema conseguia recuperar o mesmo valor, isto é, não existia qualquer tipo de perdas monetárias para o sistema elétrico nacional pela opção de escolha da tarifa dinâmica em prol da tarifa convencional.

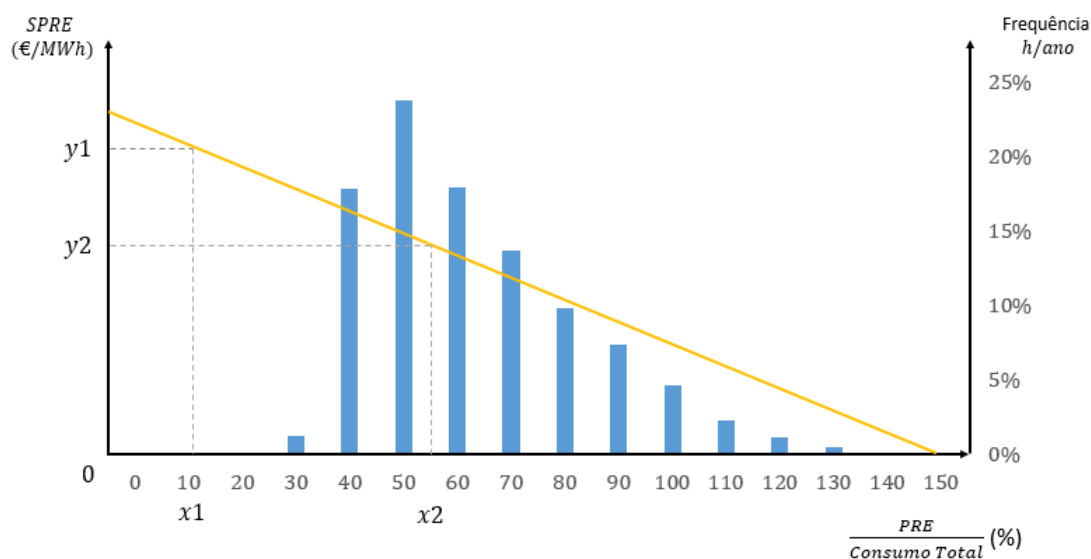


Figura 4.4: Modelo da tarifa dinâmica consoante o consumo de renovável.

Através da elaboração desta forma de cálculo representativa da tarifa dinâmica, com o aumento da penetração de renováveis existe a consequente diminuição dos preços da eletricidade (como podemos observar pelo gráfico 4.4, um consumidor  $x_2$  que consuma energia num período em que a PRE é elevada face à energia total ( $x_2 > x_1$ ), terá um custo de tarifa menor ( $y_1 > y_2$ )), incentivando deste modo a que haja um consumo energético maior por parte do consumidor. Um outro fator conjugante é a existência de um aumento do consumo de energia verde, levando a uma redução das emissões poluentes.

Após o cálculo da componente dinâmica acerca do sobrecusto da PRE, torna-se possível calcular o valor total da nova tarifa implementada no sistema elétrico, substituindo a tarifa antiga imposta (4.3). Para tal soma-se o preço em mercado com a tarifa de acesso à rede, subtraindo ainda a diferença entre o sobrecusto da PRE do modelo antigo e do novo modelo dinâmico, resultando num acréscimo ou numa redução do valor da nova tarifa total. Assim sendo, o valor total do novo modelo tarifário a pagar pelo consumidor é o seguinte:

$$TT_{td-x_h} = (PM_h + AR_{x_h} - (R_{ph-x_h} - R_{td-x_h})) \quad (4.10)$$



em que:

- $TT_{td\_x_h}$ : Valor total da tarifa dinâmica na hora  $h$ , em €/MWh;
- $PM_h$ : Preço de mercado, em €/MWh;
- $AR_{x_h}$ : Valor da tarifa de acesso à rede em cada hora  $h$ , em €/MWh;
- $R_{ph\_x_h}$ : Valor do sobrecusto da PRE em cada hora  $h$ , em €/MWh;
- $R_{td\_x_h}$ : Valor do sobrecusto da renovável através do modelo de tarifa dinâmica para cada hora  $h$ , em €/MWh;
- $(R_{ph\_x_h} - R_{td\_x\_AC_h})$ : Valor da diferença entre o novo modelo de tarifa dinâmica  $R_{td\_x_h}$ , e a convencional tarifa  $R_{ph\_x_h}$ , em €/MWh;

### 4.3 Consumidor com Instalação Fotovoltaica

Como se sabe e já antes referenciado, a geração distribuída tem tido ao longo dos últimos anos um crescimento acentuado perspetivando-se que cada vez mais faça parte integrante do sistema elétrico nacional. Assim sendo, torna-se crucial perceber quais os impactos da implantação desta tarifa dinâmica referente ao sobrecusto de PRE nos consumidores que disponham de sistemas de autoconsumo, de forma a compreender até que ponto esta medida iria incentivar os consumidores energéticos a optar pela inserção deste tipo de tecnologia.

Começou-se por determinar os valores de consumo e produção referentes a um consumidor que usufruía de uma sistema de painéis fotovoltaicos (PV). Para tal calculou-se através da equação 4.11 os valores de autoprodução para cada hora do dia, através do produto da potência instalada pelo padrão de produção.

$$AP_h = PP_h \times PFI \quad (4.11)$$

em que:

- $AP_h$ : Valor da autoprodução na hora  $h$ , em MWh;
- $PP_h$ : Padrão de produção PV para a hora  $h$ , em MWh/MW;
- $PFI$ : Valor de potência instalada, em MW;

Assim sendo, com a obtenção dos valores relativos ao consumo de energia por parte de um cliente e dos valores da sua produção fotovoltaica, é possível determinar um conjunto de informações relevantes como: a autoprodução, que representa a energia total gerada a partir do sistema fotovoltaico; a energia injetada líquida, que nos indica a quantidade de energia injetada na rede,

resultante de a produção ser superior ao consumo; e o consumo líquido, que nos indica qual o consumo energético quando o consumo é maior que a produção. Para tal:

$$AC_h = \begin{cases} AP_h, & \text{se } consumo_h > AP_h \\ consumo, & \text{outro} \end{cases} \quad (4.12)$$

em que:

- $AC_h$ : Valor do autoconsumo na hora  $h$ , em MWh;
- $AP_h$ : Valor da autoprodução na hora  $h$ , em MWh;
- $consumo_h$ : Valor do consumo de energia por parte do cliente na hora  $h$ , em MWh;;

$$IL_h = \begin{cases} AP_h - consumo_h, & \text{se } AP_h > consumo_h \\ 0, & \text{outro} \end{cases} \quad (4.13)$$

onde:

- $IL_h$ : Valor da energia injetada líquida na hora  $h$ , em MWh;
- $AP_h$ : Valor da autoprodução na hora  $h$ , em MWh;
- $consumo_h$ : Valor do consumo de energia por parte do cliente na hora  $h$ , em MWh;

$$CL_h = \begin{cases} consumo_h - AP_h, & \text{se } consumo_h > AP_h \\ 0, & \text{outro} \end{cases} \quad (4.14)$$

em que:

- $CL_h$ : Valor do consumo líquido de energia na hora  $h$ , em MWh;
- $AP_h$ : Valor da autoprodução na hora  $h$ , em MWh;
- $consumo_h$ : Valor do consumo de energia por parte do cliente na hora  $h$ , em MWh;

Após o cálculo das diferentes componentes que compõem um sistema fotovoltaico, é necessário definir qual o novo valor da percentagem de renovável que o consumidor consome face à energia total, uma vez que esse valor nos permite determinar a nova tarifa que o consumidor paga do sobrecusto da PRE dentro da tarifa de acesso à rede. Sabendo que além de todo o autoconsumo representar energia renovável, existe ainda a componente energética que provém da rede (consumo líquido) na qual uma parte é de PRE (representado na figura 4.5 por a)). A figura 4.5 demonstra esquematicamente essa mesma divisão dentro do consumo energético.

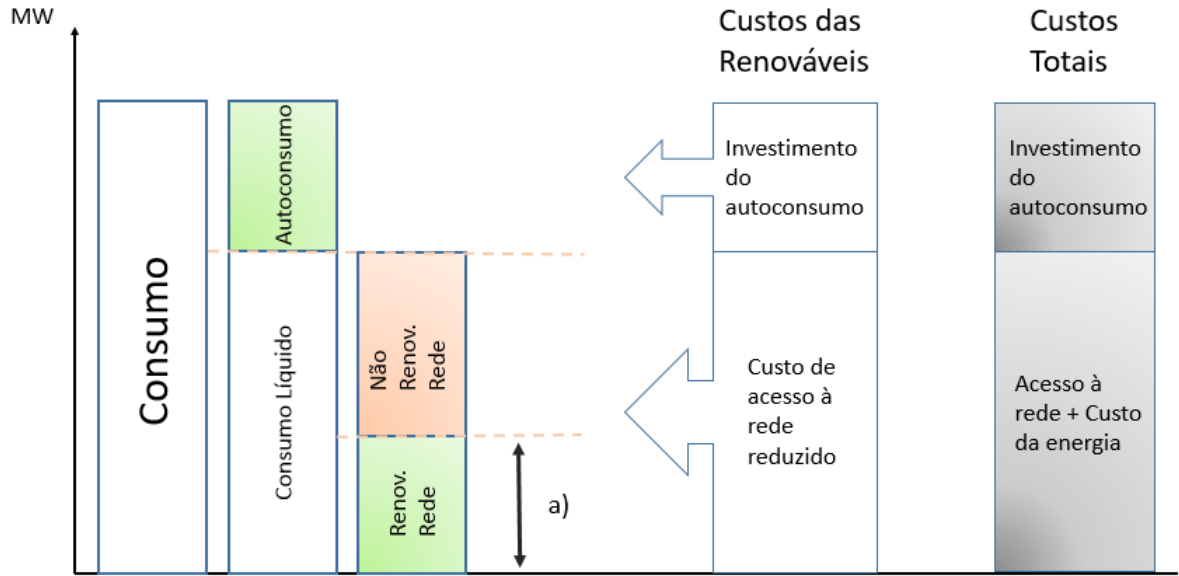


Figura 4.5: Representação esquemática do consumo com sistema PV, em que a) representa o valor de PRE que provém da rede.

Deste modo a expressão para o cálculo da nova fração de PRE é a seguinte:

$$FR_{AC_h} = \frac{AC_h + CL_h \times FRR_h}{consumo_h} \quad (4.15)$$

em que:

- $FR_{AC_h}$ : Nova fração de renovável com autoconsumo na hora  $h$ , em percentagem;
- $AC_h$ : Valor do autoconsumo na hora  $h$ , em MWh;
- $CL_h$ : Valor do consumo líquido de energia na hora  $h$ , em MWh;
- $FRR_h$ : Fração de renovável na rede na hora  $h$ , em percentagem;
- $consumo_h$ : Valor do consumo de energia por parte do cliente na hora  $h$ , em MWh;

Assim sendo, recorrendo à formula referente à tarifa já anteriormente explicada (4.8) com a alteração do novo valor de fração de renovável ( $FR_{AC}$ ) obtemos a função representativa dos novos valores do sobrecusto de PRE pago na tarifa de acesso à rede. Por conseguinte é possível determinar a tarifa total paga pelo consumidor pela expressão 4.16.

$$TT_{td\_x\_AC_h} = (PM_h + AR_{x_h} - (R_{ph\_x_h} - R_{td\_x\_AC_h})) \quad (4.16)$$

em que:

- $TT_{td\_x\_AC_h}$ : Valor total da tarifa dinâmica na hora  $h$  com autoconsumo, em €/MWh;

- $PM_h$ : Preço de mercado, em €/MWh;
- $AR_{x_h}$ : Valor da tarifa de acesso à rede em cada hora  $h$ , em €/MWh;
- $R_{ph_{x_h}}$ : Valor do sobrecusto da PRE em cada hora  $h$ , em €/MWh;
- $R_{td_{x_{AC_h}}}$ : Valor do sobrecusto da renovável através do modelo de tarifa dinâmica para cada hora  $h$  com autoconsumo, em €/MWh;
- $(R_{ph_{x_h}} - R_{td_{x_{AC_h}}})$ : Valor da diferença entre o novo modelo de tarifa dinâmica  $R_{td_{x_{AC_h}}}$ , e a convencional tarifa  $R_{ph_{x_h}}$ , em €/MWh;

Assim sendo, obtemos os valores tarifários totais pagos pelos consumidores na fatura energética, que têm instalados sistemas de PV.

#### 4.4 Inserção das Garantias de Renovável

O consumidor tem a possibilidade de garantir que uma percentagem fixa de renovável seja sempre usufruída por ele. Para tal existem os contratos de garantia de renovável, em que, a partir de um certo valor estimado o comercializador tem o encargo de garantir que o seu cliente está sempre a consumir um rácio de energia renovável constante pré-definida por ambos a quando da elaboração do contrato. Esta energia de renovável é também ela vendida a um preço estipulado.

No que toca à metodologia empregue, esta assemelha-se à utilizada anteriormente a quando da autoprodução, sendo que torna-se necessário efetuar um novo cálculo do valor da fração de renovável utilizada, de modo a conseguir obter uma função que represente a tarifa dinâmica.

O consumo energético por parte do consumidor está desmantelado em autoconsumo, em que toda esta energia é PRE, e consumo líquido, onde uma parte da energia proveniente da rede é renovável e a outra percentagem de renovável é a que está definida em termos de contrato do comercializador com o consumidor (na figura 4.6 representada por b)). A figura esquemática 4.6 demonstra esta mesma divisão de toda a energia consumida por um cliente.

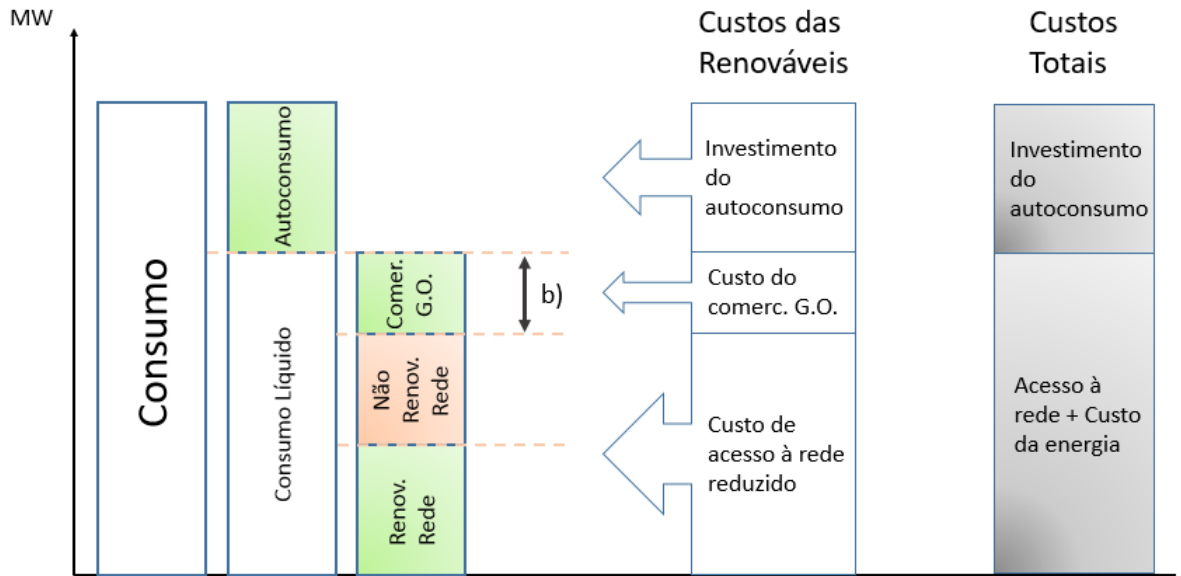


Figura 4.6: Representação esquemática do consumo com sistema PV e com a inserção do comercializador.

De seguida procede-se à determinação da nova fração de renovável que será utilizada para o cálculo da nova tarifa energética.

$$FR_{AC\_Com_h} = \frac{AC_h + CL_h \times FRR_h + CL_h \times FR_{Com_h} \times (1 - FRR_h)}{consumo_h} \quad (4.17)$$

em que:

- $FR_{AC\_Com_h}$ : Nova fração de renovável com autoconsumo e com a comercialização na hora  $h$ , em percentagem;
- $AC_h$ : Valor do autoconsumo na hora  $h$ , em MWh;
- $CL_h$ : Valor do consumo líquido de energia na hora  $h$ , em MWh;
- $FRR_h$ : Fração de renovável na rede na hora  $h$ , em percentagem;
- $FR_{Com_h}$ : Fração de renovável do comercializador na hora  $h$ , em percentagem;
- $consumo_h$ : Valor do consumo de energia por parte do cliente na hora  $h$ , em MWh;

Com recurso novamente à expressão da função 4.8 consegue-se obter os novos valores pagos de sobrecusto das renováveis ( $R_{td\_x\_AC\_Com}$ ), quando os consumidores além de terem um sistema PV optam ainda pela garantia de energia verde. Para o cálculo da tarifa total processa-se da seguinte forma:

$$TT_{td\_x\_AC\_Com_h} = (PM_h + AR_{x_h} - (R_{ph\_x_h} - R_{td\_x\_AC\_Com_h})) + ((1 - FR_{AC_h}) \times FR_{Com_h} \times PC_h) \quad (4.18)$$

em que:

- $TT_{td\_x\_AC\_Com_h}$ : Valor total da tarifa dinâmica com autoconsumo e com a comercialização na hora  $h$ , em €/MWh;
- $PM_h$ : Preço de mercado, em €/MWh;
- $AR_{x_h}$ : Valor da tarifa de acesso à rede em cada hora  $h$ , em €/MWh;
- $R_{ph\_x_h}$ : Valor do sobrecusto da PRE em cada hora  $h$ , em €/MWh;
- $R_{td\_x\_AC\_Com_h}$ : Valor do sobrecusto da PRE através do modelo de tarifa dinâmica com autoconsumo e comercialização para cada hora  $h$ , em €/MWh;
- $(R_{ph\_x_h} - R_{td\_x\_AC\_Com_h})$ : Valor da diferença entre o novo modelo de tarifa dinâmica  $R_{td\_x\_AC\_Com_h}$ , e a convencional tarifa  $R_{ph\_x_h}$ , em €/MWh;
- $FR_{AC_h}$ : Nova fração de renovável com autoconsumo na hora  $h$ , em percentagem;
- $FR_{AC\_Com_h}$ : Nova fração de renovável com autoconsumo e com a comercialização na hora  $h$ , em percentagem;
- $PC_h$ : Valor imposto pelo comercializador em cada hora  $h$  para a garantia de energia de origem verde, em €/MWh;

## 4.5 Resumo

Neste capítulo foram apresentadas as metodologias adotadas para o cálculo do valor da nova tarifa de acesso à rede, através da implementação duma componente do sobrecusto da PRE que passaria a ser dinâmica ao invés da que atualmente é empregue no setor elétrico em Portugal, anualmente constante. Para tal, com base nos valores de despacho previamente obtidos dos anos transatos (2013 a 2016) procedeu-se à metodologia da fórmula de cálculo do valor da tarifa de acesso à rede, com base na formulação atualmente empregue com as tarifas *ToU*, sendo posteriormente determinada a tarifa total paga pelos consumidores.

De seguida procedeu-se à formulação da implementação de uma nova tarifa representativa do sobrecusto com a PRE, que varia através da fração de consumo de energia renovável face ao

consumo total por parte dos consumidores, efetuando-se o cálculo da nova tarifa de acesso à rede e respetivamente do novo valor total pago pelos consumidores.

Nas metodologias que seguidamente foram empregues para o cálculo do novo valor a pagar, simulações para diferentes situações, no final de cada uma realizou-se o cálculo da tarifa total paga pelos consumidores. As situações testadas foi a implementação de um autoconsumo e de garantias de energia de origem renovável. Inicialmente começou-se por fazer com a inserção de um sistema de painéis fotovoltaicos por parte do consumidor, e posteriormente com a existência de garantia de energia com origem renovável, fruto da inserção de um comercializador responsável pela garantia do consumo de uma percentagem de energia verde.

Após a formulação das diferentes formas de determinação do valor do custo total pago pelo consumidor no que diz respeito à tarifa energética, foram efetuadas várias simulações no capítulo seguinte a nível da produção do autoconsumo e das percentagens de energia verde garantidas pelo comercializador ao cliente (consumidor).





## Capítulo 5

# Simulação, Aplicação e Resultados

Tal como já foi mencionado no capítulo anterior, seguidamente serão apresentados os resultados obtidos através da aplicação do modelo da tarifa convencional e dinâmica, assim como uma análise crítica em relação aos mesmos. Inicialmente é elaborada uma comparação tendo como perspetiva o sistema elétrico e o consumidor, de modo a perceber quais as implicações da inserção dos modelos tarifários para ambos. Posteriormente é analisado apenas um consumidor, considerando primeiramente a variante do autoconsumo e de seguida as garantias de origem. Toda esta análise consiste portanto, num estudo da viabilidade económica da aplicação da tarifa dinâmica para as diferentes situações em estudo.

Assim sendo, este capítulo está dividido tendo em conta o consumo, consumo agregado e um único consumidor. No capítulo do consumo agregado é feita uma análise por cada classe de tensão, por seu lado no capítulo do consumidor único é desagregado consoante a análise através das variáveis do autoconsumo e da garantia de origem, sendo dentro destas realizadas as divisões por classe de tensão.

### 5.1 Pressupostos

Neste capítulo é pressuposto que as simulações realizadas são baseadas consoante o que foi definido/estabelecido pela ERSE relativamente ao valor das tarifas praticadas em cada um dos anos, através do seu relatório anual de tarifas e preços para a energia elétrica.

Neste mesmo relatório o valor do sobrecusto de PRE pago pelas classes de Muito Alta Tensão (MAT) e Alta Tensão (AT) é nulo, pelo que deste modo, para todas as simulações e resultados apresentados neste capítulo não serão consideradas estas mesmas classes de tensão.

Tendo em conta a metodologia descrita em [4.2.1](#), os valores referentes à procura da energia elétrica para cada um dos anos por parte de cada classe de consumidor, foram obtidos através dos relatórios anuais da ERSE, permitindo a obtenção dos seguintes valores:

Tabela 5.1: Percentagem de consumo nacional de energia por cada classe do consumidor.

		Classe de Consumidor		
		MT	BTE	BTN
Ano	2013	30,76%	7,57%	42,30%
	2014	30,62%	7,42%	42,68%
	2015	31,33%	7,47%	40,62%
	2016	32,01%	7,36%	40,05%

Estes valores foram utilizados de forma a obter os resultados através da equação 4.1, com o objetivo de posteriormente se determinar quais os consumos para cada hora nos diferentes tipos de consumidores, ou seja fazer uma desagregação do consumo total. Deste modo calculou-se os valores da tarifa convencional em cada hora, para cada classe de consumidor.

Posteriormente passou-se à fase da obtenção do valor médio do custo da tarifa de acesso à rede, praticado durante cada ano tendo-se obtido os valores:

Tabela 5.2: Valores da tarifa média de acesso à rede (€/MWh) por cada consumidor, para cada ano.

		Classe de Consumidor		
		MT	BTE	BTN
Ano	2013	43,33	73,90	105,11
	2014	47,49	79,60	110,68
	2015	50,13	83,59	116,81
	2016	52,15	87,63	122,72

Como se pode observar, em média durante um período anual o valor da tarifa de acesso à rede é superior para os clientes de Baixa Tensão, algo expectável já que são estes consumidores que pagam mais em termos do valor da tarifa de acesso à rede em cada hora. Dentro deste valor médio de tarifa de acesso à rede é necessário especificar qual o valor que é pago de sobrecusto de PRE por cada classe de consumidor. É assumido que esse valor é o estipulado pela ERSE e inserido no seu relatório anual.

Tabela 5.3: Valores do sobrecusto de PRE (€/MWh) pagos por cada classe de consumidores nos diferentes anos.

		Classe de Consumidor		
		MT	BTE	BTN
Ano	2013	0,2	1,3	23,0
	2014	0,2	1,2	39,3
	2015	0,2	1,0	33,6
	2016	0,2	1,2	37,8

É possível verificar desde já pela análise da tabela, que dentro da tarifa de acesso à rede o valor pago do sobrecusto de PRE é predominantemente acarretado pelos consumidores de Baixa Tensão, ou seja os consumidores domésticos. Por exemplo, a ERSE estipulou que no ano de 2016

um consumidor de BT consuma 1MW de qualquer fonte de energia pague 37,8 euros, face ao pagamento de 0,2 euros em MT pelo mesmo consumo. De seguida é calculado o valor da PRE dentro do valor do acesso à rede:

Tabela 5.4: Valores da percentagem do peso do sobrecusto da PRE na tarifa de acesso à rede.

		Classe de Consumidor		
		MT	BTE	BTN
Ano	2013	0,46%	1,8%	21,9%
	2014	0,42%	1,5%	35,5%
	2015	0,34%	1,2%	28,7%
	2016	0,36%	1,4%	30,8%

Através dos registos dos consumos e com os valores determinados anteriormente, efetua-se o calculo dos custos monetários totais de cada ano obtidos através dos custos das tarifas do sobrecusto de PRE pagos pela tarifa convencional imposta no sistema elétrico:

Tabela 5.5: Valor do sobrecusto total com a PRE, para cada um dos anos analisados.

		Classe do Consumidor		
		MT	BTE	BTN
Ano	2013	3 015 857,10 €	4 935 622,70 €	476 938 779,04 €
	2014	2 679 348,93 €	3 863 180,13 €	732 922 685,60 €
	2015	2 586 882,95 €	3 737 018,85 €	662 306 050,67 €
	2016	2 735 194,90 €	3 971 989,24 €	681 377 620,17 €

Com o valor médio de custo anual e com a equação representativa do custo da aplicação da nova tarifa dinâmica 4.9, determinou-se as equações características para cada uma das classes de tensão, através da ferramenta *solver* do *Excel*, onde tal como referido na secção 4.2.1, foi escolhido um ponto fixo no eixo das abcissas igual para cada uma das retas resultantes de cada classe de consumidor. A tabela 5.6 representa os coeficientes determinados.

Tabela 5.6: Coeficientes a e b da equação do cálculo da tarifa dinâmica (4.9).

Classe do Consumidor					
MT		BTE		BTN	
a	b	a	b	a	b
-0,20	0,29	-1,34	2,01	-37,65	56,47

Na figura 5.1, pode-se observar e tal como foi arbitrado, que quando o valor da PRE sobre o consumo total é de 100%, existe ainda um pagamento do sobrecusto de PRE para o consumidor, o ponto fixo comum escolhido para todas (150%) demonstra o preço para o qual se deixa de pagar o valor da tarifa do sobrecusto das PRE. Relativamente à frequência verifica-se que os valores mínimos fixam-se nos 30% durante um ano, devido a uma parte de cogeração renovável que está permanentemente ligada, impedindo assim de se obterem valores nulos. Um outro aspeto prende-se com os valores da fração de PRE sobre o consumo total acima dos 100% que é sustentável pelo

facto de existir um menor consumo, tendo como exemplo os períodos em que se exporta energia devido ao excesso.

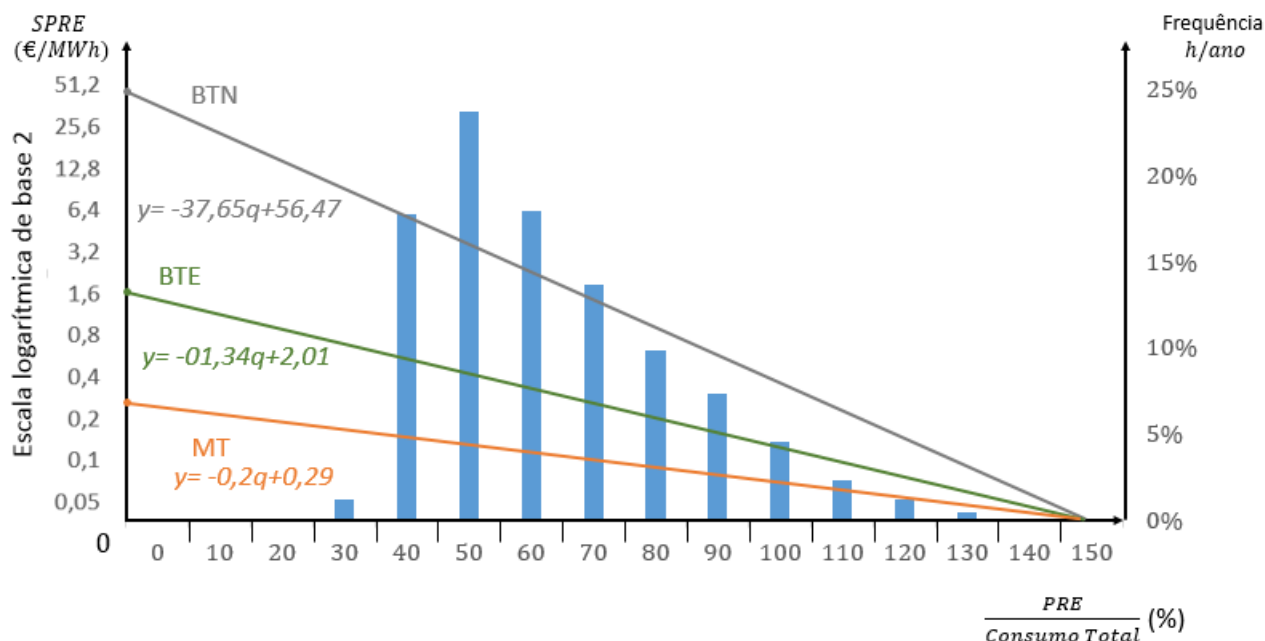


Figura 5.1: Representação da função da tarifa dinâmica do sobrecusto de PRE para cada uma das classes de consumidores.

Posto isto, os valores e comparações efetuados entre a tarifa dinâmica e a tarifa convencional atualmente empregue são realizadas nos subcapítulos seguintes, com a alteração apenas das variáveis referentes ao consumo energético.

## 5.2 Agregado de Consumos

Tal como já foi referido, tendo em conta o despacho horário registado para os anos de 2013 a 2016, foram calculados para cada classe de consumidor os valores tarifários da tarifa atual empregue (convencional) e da nova tarifa dinâmica. A tarifa total calculada nos subcapítulos seguintes tem apenas em conta a soma da tarifa de acesso à rede e o preço da energia em mercado.

### 5.2.1 Classe de consumidor MT

Inicialmente começou-se por elaborar o gráfico representativo do padrão do consumo por parte dos clientes de MT, diário e mensal:

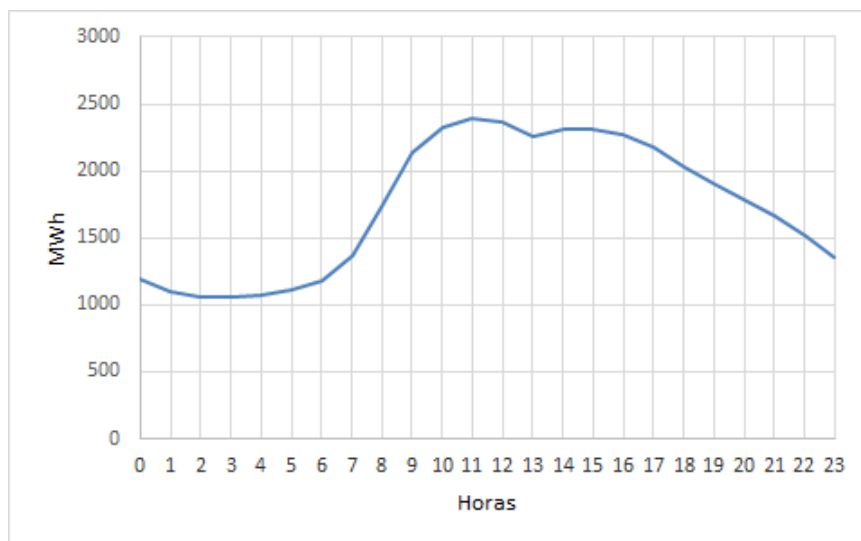


Figura 5.2: Padrão diário do consumo médio para a classe de consumidor MT.

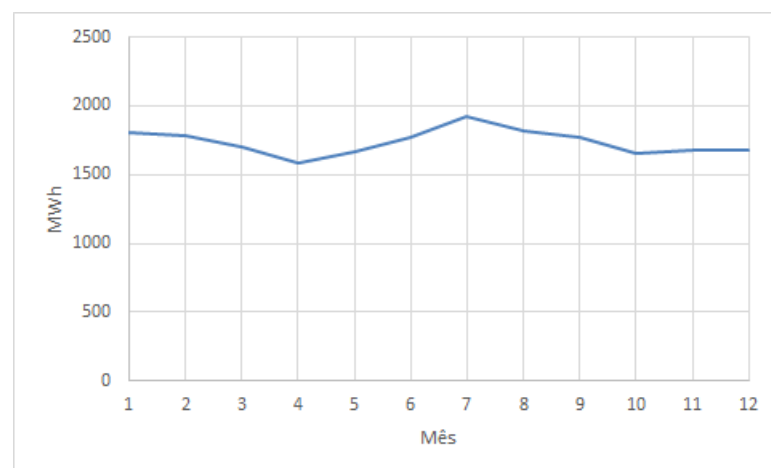


Figura 5.3: Padrão mensal do consumo médio para a classe de consumidor MT.

Uma vez que o cálculo da tarifa dinâmica tem como variável a fração de energia de renovável consumida face ao consumo total, torna-se importante analisar o padrão médio diário da produção de PRE.

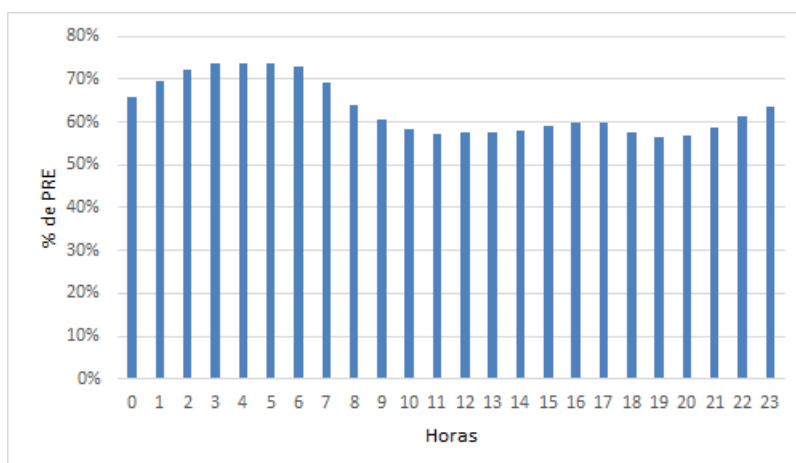


Figura 5.4: Padrão diário do consumo médio para a classe de consumidor MT.

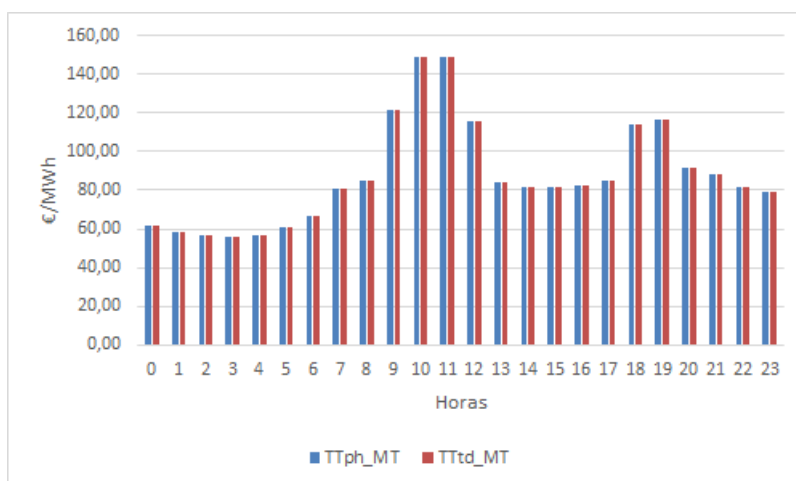


Figura 5.5: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor MT.

Como se pode verificar, no gráfico da tarifa total em termos de padrão diário paga pelo consumidor MT não se torna muito perceptível a diferenças entre a tarifa convencional e a tarifa dinâmica, sendo que nesse sentido seguidamente se efetuou uma análise comparativa entre tarifas na componente do sobrecusto de PRE, que uma vez que será mais notória a observação das diferenças entre ambas as tarifas aplicadas.

Assim sendo, atendendo apenas ao sobrecusto da PRE, são calculados os gráficos com os valores de energia referentes à aplicação da tarifa atualmente empregue no sistema elétrico e a nova tarifa dinâmica. Obteve-se um conjunto de gráficos: diário, mensal, anual e dos períodos horários.

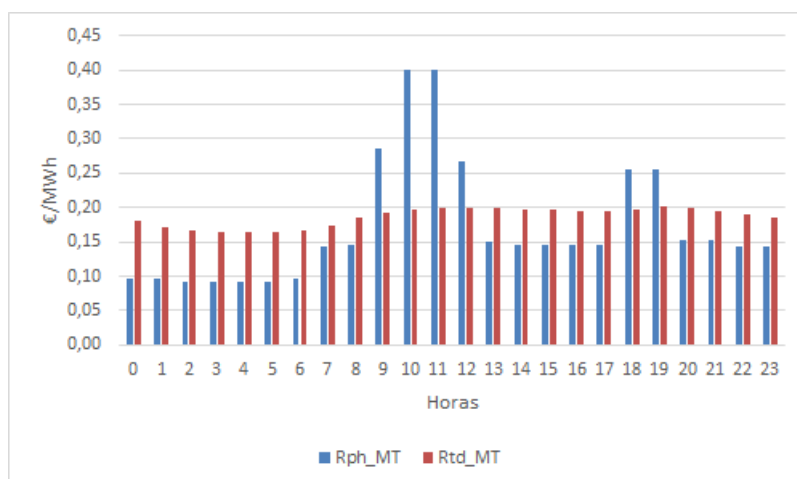


Figura 5.6: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, numa classe de consumidor MT.

Através da seguinte figura é possível observar e tal como já era esperado, que a tarifa dinâmica é mais regular (mais perto do valor médio), não sofrendo variações bruscas relativamente ao seu valor. As horas de ponta são as horas em que se dá uma superiorização do valor da tarifa atualmente praticada, justificável pela menor produção de PRE (gráfico PRE), conjugando-se ainda o aumento do consumo energético, diminuindo assim o rácio entre a PRE/consumo total. Nas horas de vazio temos um efeito inverso com uma valorização da tarifa dinâmica maior uma vez que a PRE aumenta a sua produção e os consumos são mais baixos nesse período do dia.

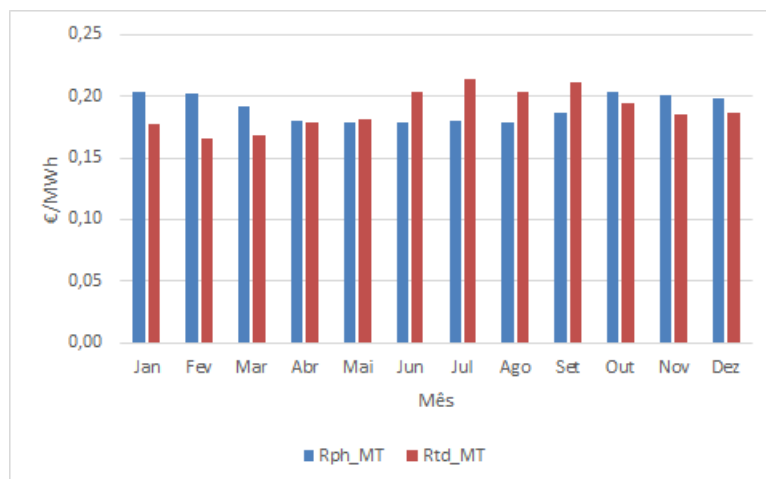


Figura 5.7: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, numa classe de consumidor MT.

Através do gráfico 5.7 é possível constatar que no período de Inverno o valor da tarifa atual é superior relativamente à tarifa dinâmica, isto porque o período de Inverno é caracterizado pela maior produção de renovável provocando deste modo uma tarifa dinâmica de menor valor. No

período de Verão ocorre precisamente o inverso, ou seja, a tarifa dinâmica é mais cara que a tarifa atual uma vez que a PRE diminui. É importante observar que tal como referido anteriormente os valores relativos aos custos têm de ser iguais de forma a que o sistema elétrico não perca dinheiro, sendo este fator observável pelo comportamento em termos de perfil, de uma e outra tarifa ao longo dos 12 meses.

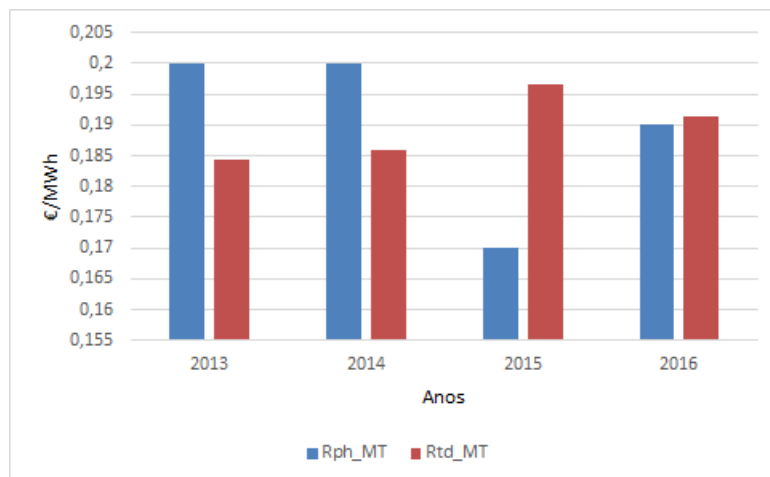


Figura 5.8: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, numa classe de consumidor MT.

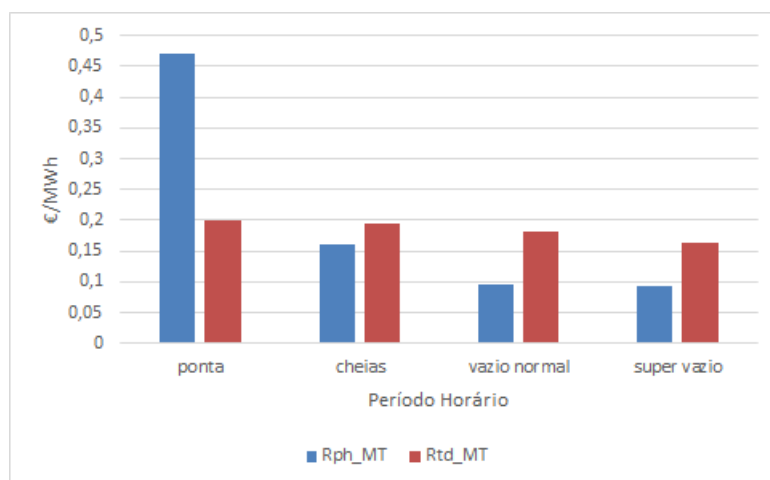


Figura 5.9: Valorização média das tarifas nos períodos horários, numa classe de consumidor MT.

Pela análise dos gráficos 5.8 e 5.9 referentes aos valores médios das tarifas no período anual e nos diferentes períodos horários, consegue-se interpretar que no ano de 2015 o valor médio da tarifa dinâmica foi elevado, uma vez que esse mesmo ano foi caracterizado por pouca pluviosidade e deste modo, uma produção de PRE menor comparativamente com os restantes anos. As horas de ponta são as horas em que a tarifa dinâmica possui um valor inferior face à tarifa atual uma vez que nas horas de ponta o consumo aumenta, contrariamente à produção de PRE.



### 5.2.2 Classe de consumidor BTE

De seguida é elaborada uma análise semelhante há aplicada na secção anterior, com a diferenciação da classe do consumidor passando a ser BTE. O gráfico característico do padrão do consumo dos clientes de BTE diário e mensal são os seguintes:

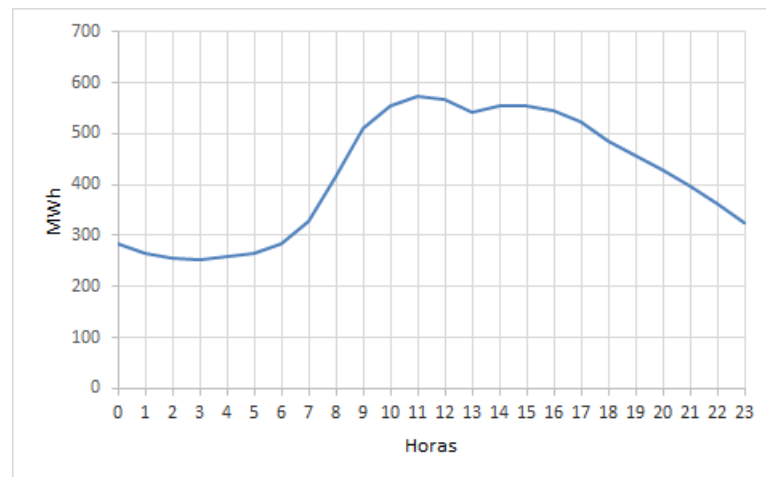


Figura 5.10: Padrão diário do consumo médio para a classe de consumidor BTE.

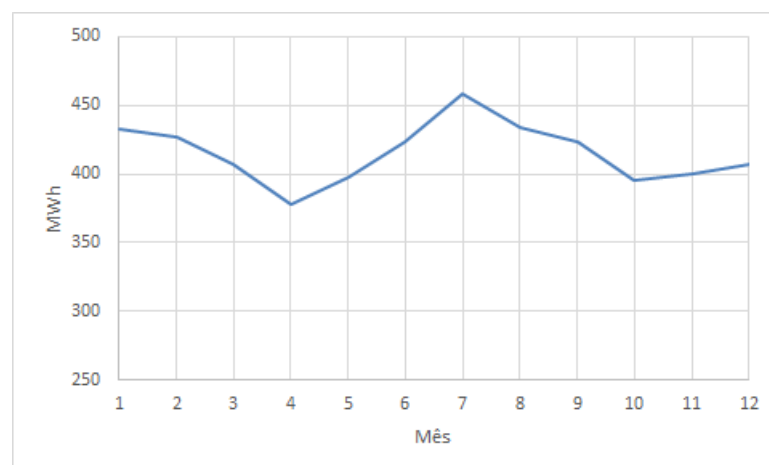


Figura 5.11: Padrão mensal do consumo médio para a classe de consumidor BTE

Posteriormente é calculado o gráfico com os valores de energia referentes à aplicação da tarifa total convencional no sistema elétrico e a nova tarifa total dinâmica para os clientes de BTE, de forma idêntica há anteriormente realizada para MT.

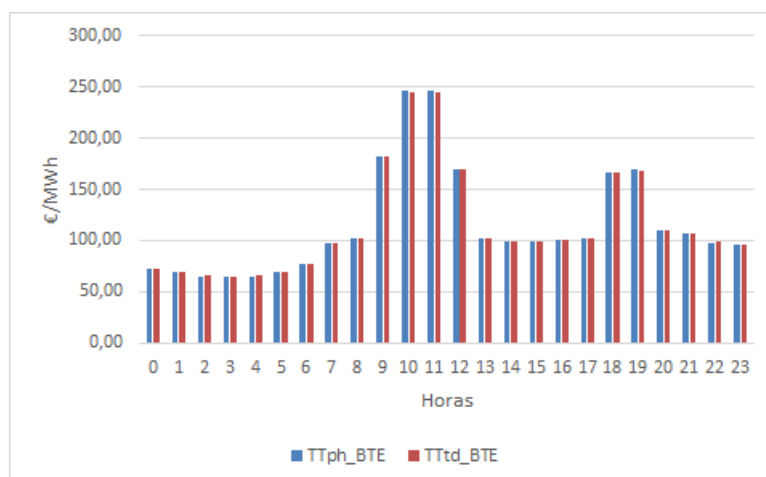


Figura 5.12: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTE.

Por observação do gráfico 5.12, tal como se verificou anteriormente para o caso de MT, as diferenças entre ambas as tarifas não são claras graficamente, sendo que deste modo procedeu-se de seguida a toda uma análise referente apenas a uma parte da tarifa total, o sobrecusto de PRE. Assim sendo determinou-se os valores médios do sobrecusto de PRE para o período diário, mensal, anual e por períodos horários.

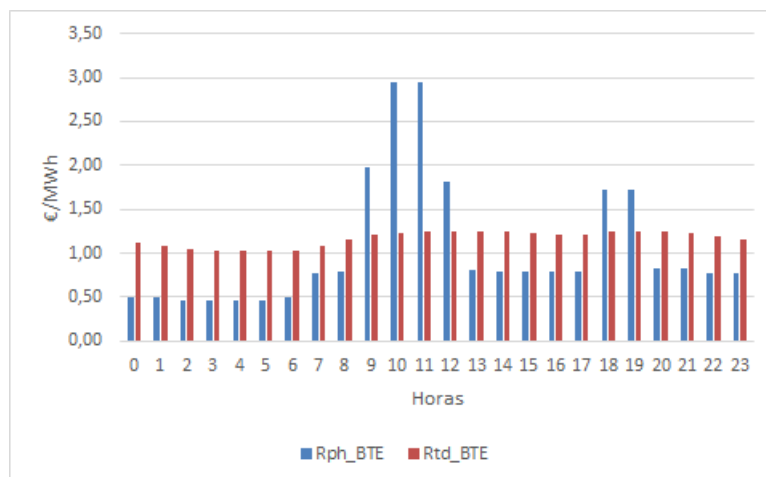


Figura 5.13: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, numa classe de consumidor BTE.

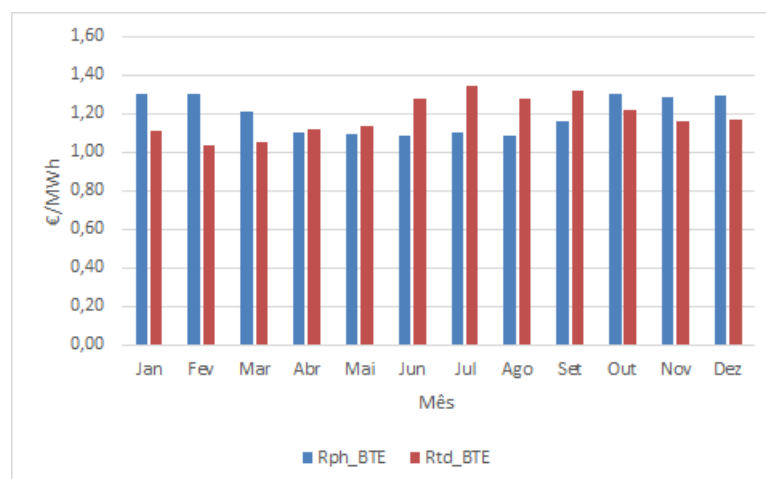


Figura 5.14: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, numa classe de consumidor BTE.

No gráfico 5.13, verifica-se que o valor médio da tarifa dinâmica representativo do sobrecusto de PRE é apenas inferior à tarifa convencional nas horas de ponta, tal como se sucedia no caso MT. Quanto ao gráfico referente aos valores para cada mês do ano (5.14), constata-se uma análise semelhante ao do gráfico 5.7 da classe de consumo MT, a tarifa dinâmica é inferior no período de Verão uma vez que existe uma maior escassez de produção de energia renovável a partir dos recursos hídricos.

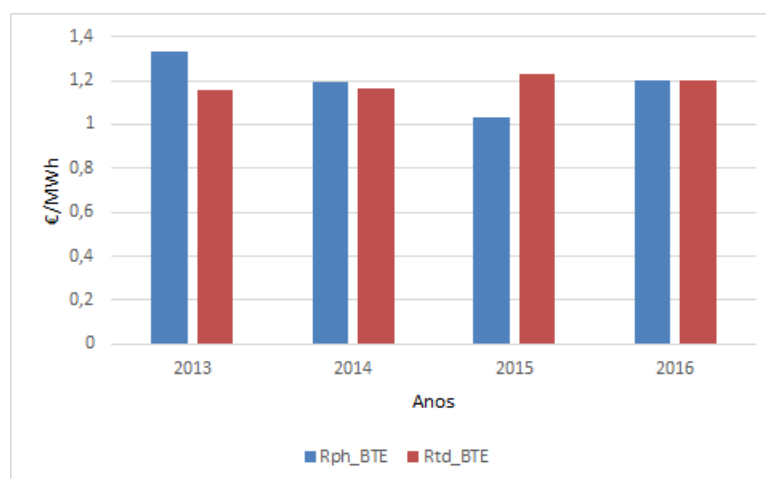


Figura 5.15: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, numa classe de consumidor BTE.

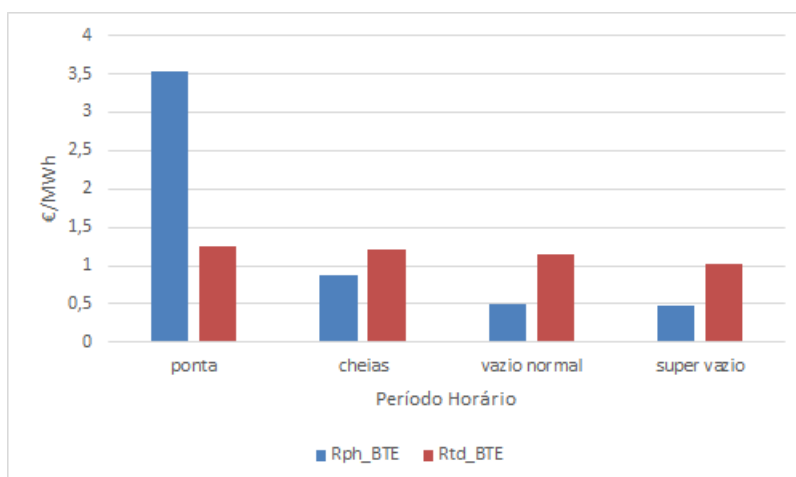


Figura 5.16: Valorização média das tarifas nos períodos horários, numa classe de consumidor BTE.

Na gráfico 5.15, verifica-se que o ano de 2015 representa igualmente (já observável no caso MT) um valor de tarifa dinâmica superior tal como era esperado, uma vez que se trata de um ano com menor PRE e daí a influência sobre o valor da tarifa. No que diz respeito ao gráfico dos períodos horários 5.16, o valor da tarifa dinâmica é superior ao valor da tarifa atual, exceto no período de ponta, sendo mesmo nesse período que se verifica uma diferença mais substancial entre um e outro modelo de tarifa.

### 5.2.3 Classe de consumidor BTN

De seguida é elaborada uma análise à classe de consumidor BTN, classe que representa maioritariamente os consumidores que compõe o sistema elétrico. O gráfico característico do padrão do consumo dos clientes de BTN diário e mensal são determinados de seguida.

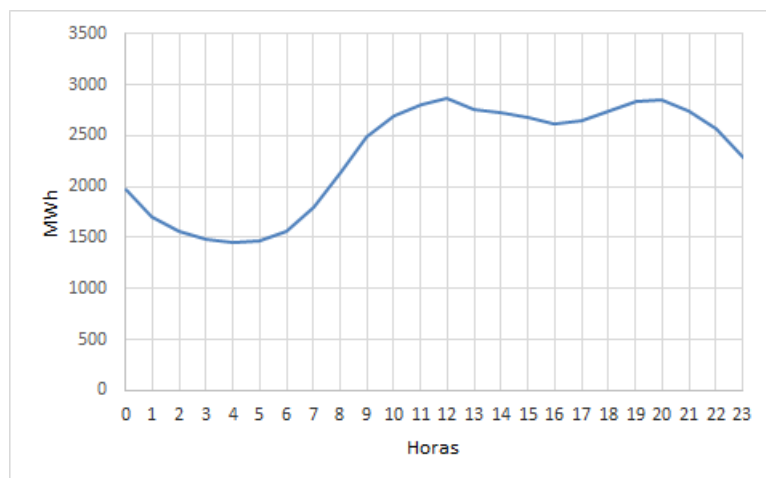


Figura 5.17: Padrão diário do consumo médio para a classe de consumidor BTN.

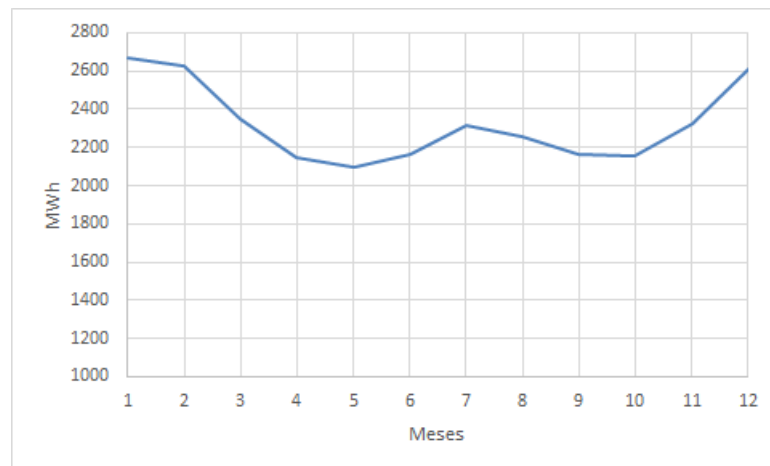


Figura 5.18: Padrão mensal do consumo médio para a classe de consumidor BTN

Posteriormente são calculados os gráficos com os valores de energia referentes à aplicação da tarifa total convencional empregue no sistema elétrico e a nova tarifa dinâmica para os clientes de BTN, de forma idêntica às já anteriormente realizadas para MT e BTE.

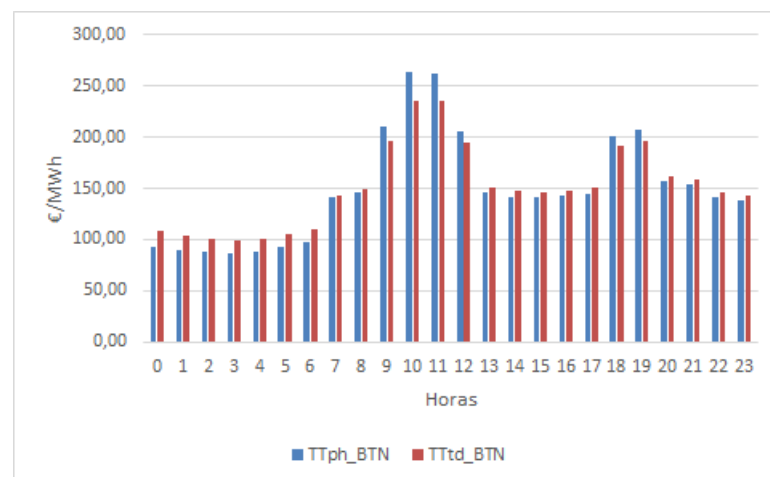


Figura 5.19: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTN.

Ao contrário do que se sucedia na análise do valor da tarifa total média nos casos de MT e BTE, no caso da classe em BTN (5.19) são notórias as diferenças entre as tarifas totais aplicadas. Este facto é sustentável pela maior percentagem de sobrecusto de PRE suportado pelos clientes de BTN tal como anteriormente verificado pela tabela 5.4. No gráfico, as diferenças mais evidentes situam-se nas horas de ponta, com os valores máximos de 263 €/MWh para a tarifa convencional, e valores de 235 €/MWh para a tarifa dinâmica.

Deste modo a análise que se segue, tal como nas secções anteriores é realizada para a componente do sobrecusto de PRE ( $R_{ph}$  e  $R_{td}$ ), de forma a serem mais perceptíveis as diferenças entre

a opção de aplicação dos modelos de uma e outra tarifa, nos quais é possível observar que o comportamento é idêntico aos registados para as outras classes de consumidores.

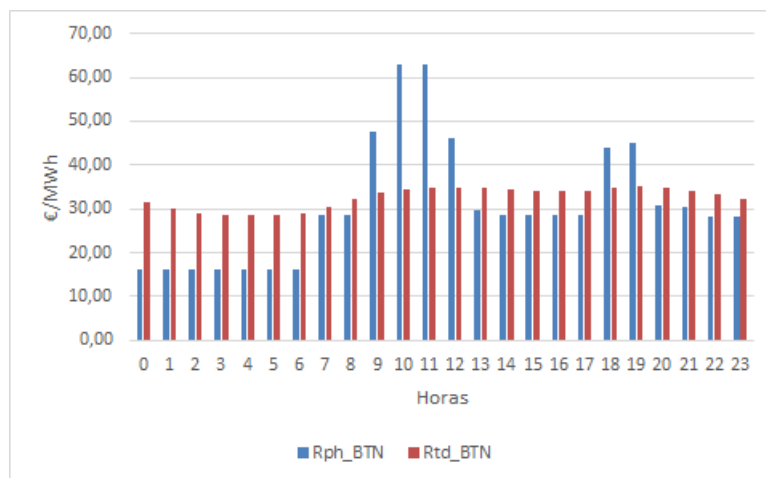


Figura 5.20: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, numa classe de consumidor BTN.

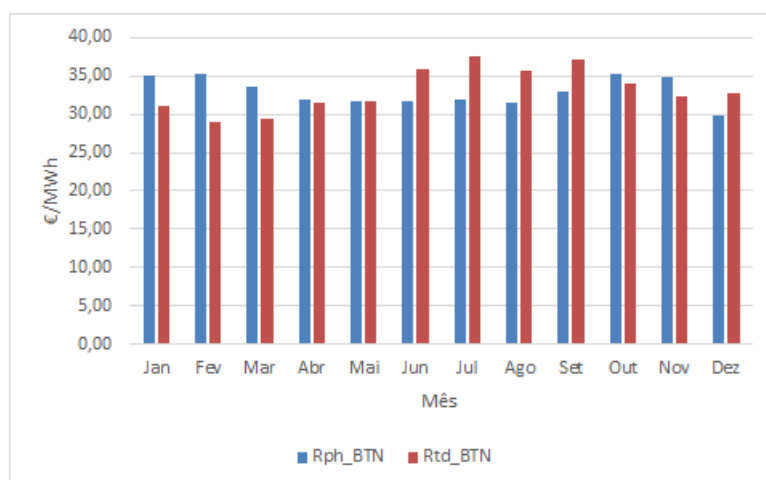


Figura 5.21: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, numa classe de consumidor BTN.

No que se refere ao período anual (gráfico 5.22), o valor da tarifa dinâmica é superior no anos de 2013 e 2015, com destaque para a maior diferença a pagar no de 2013. Tal facto deve-se a que nesse mesmo ano o valor do sobrecusto de PRE a pagar ter sido mais baixo comparativamente com os restantes anos, tal como foi observado na tabela 5.3. No que diz respeito aos períodos horários não se notaram muitas diferenças de comportamento comparativamente com os outros níveis de tensão, com o período de ponta a ser o único em que a tarifa convencional apresenta um valor inferior face à tarifa dinâmica.

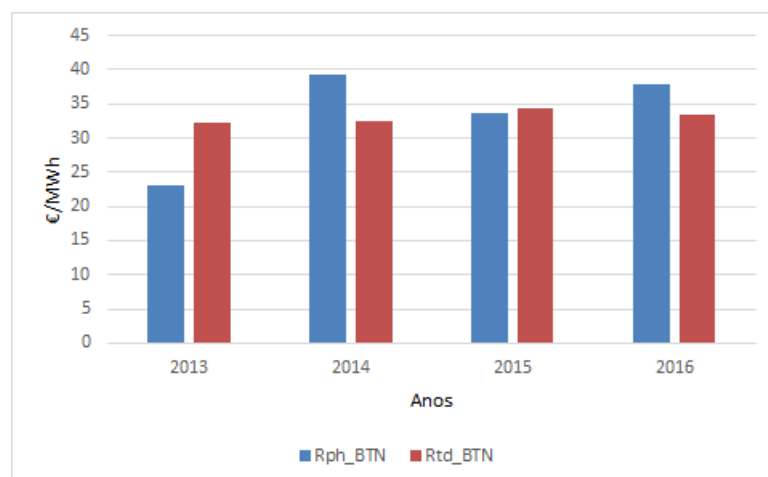


Figura 5.22: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, numa classe de consumidor BTN.

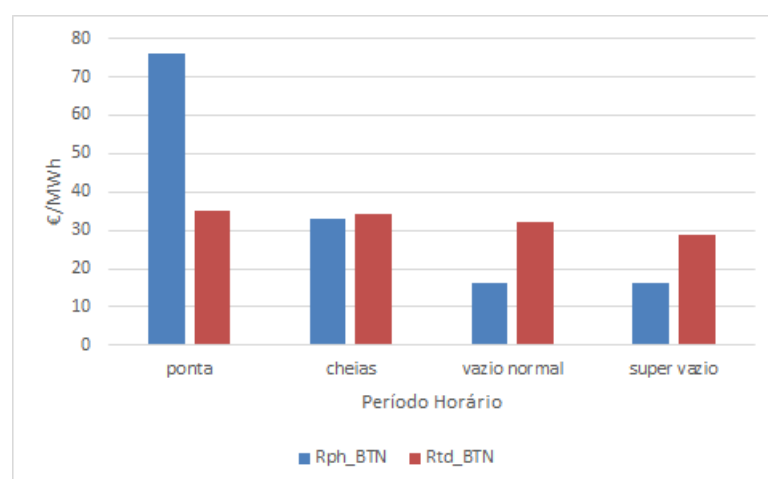


Figura 5.23: Valorização média das tarifas nos períodos horários, numa classe de consumidor BTN.

### 5.3 Caso com Consumidor Único

Neste subcapítulo as simulações são efetuadas tendo em conta apenas um único consumidor, o qual terá a incorporação ou não das opções de produção para autoconsumo, e a garantia de energia de origem renovável através do comercializador. Para cada uma das classes de tensão é adotado o perfil de consumo típico.

### 5.3.1 Sem Autoconsumo e sem Comercializador (Caso Base)

Os resultados aqui apresentados enquadram-se no que já foi anteriormente retratado, com a diferenciação de se considerar apenas um único consumidor, de forma a analisar o seu comportamento a nível tarifário. São ainda introduzidas as variáveis de autoconsumo e garantias de origem, no qual a não utilização de ambas representa o caso base.

#### 5.3.1.1 Consumidor MT

Num consumidor MT os valores médios de tarifa total que este despense para a tarifa convencional e dinâmica apresentam-se de seguida para um período horário. Como se pode observar as diferenças são pouco perceptíveis entre um modelo de tarifa e outro, pelo que, tal como se sucedeu na secção com os consumidores agregados, será de seguida elaborada uma análise comparativa entre modelos apenas para a componente do sobrecusto de PRE, uma vez que é esta a componente modificada (equação 4.9).

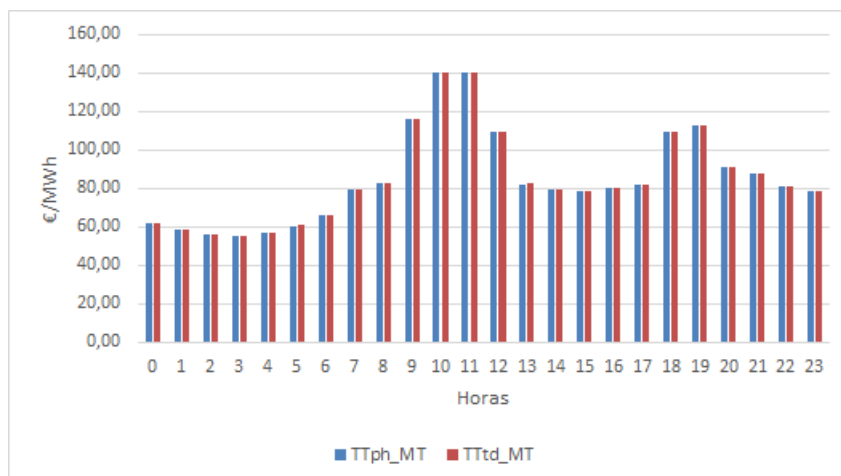


Figura 5.24: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um único consumidor MT.

Uma vez mais foi analisada apenas a componente da tarifa do sobrecusto da PRE para um período diário, semanal, anual e período horário.



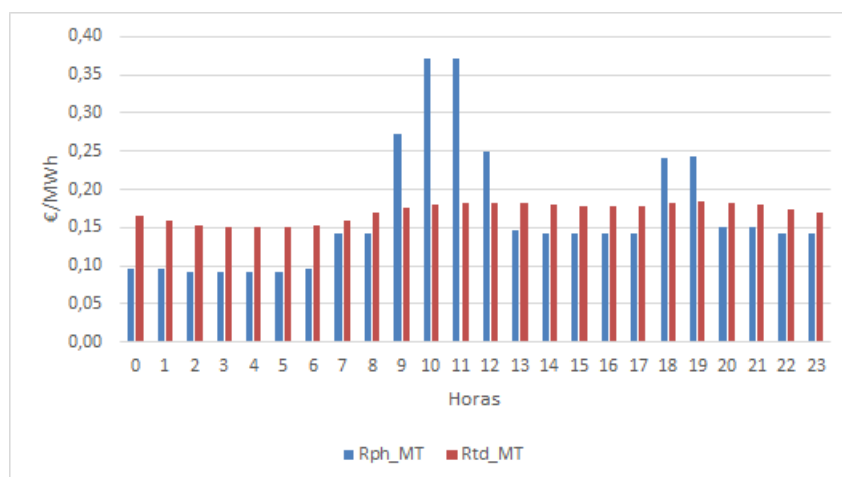


Figura 5.25: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, num único consumidor MT.

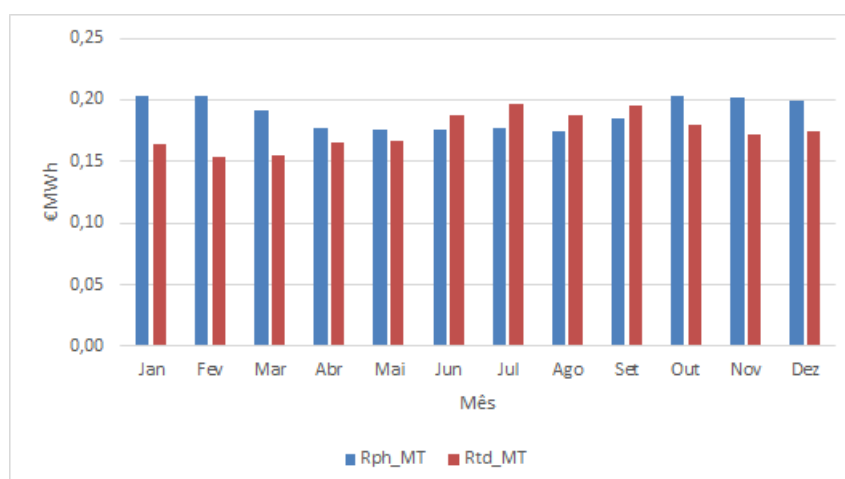


Figura 5.26: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, num único consumidor MT.

Nos gráficos acima obtidos para os valores médios da tarifa do sobrecusto da PRE, as conclusões retiradas pela análise são semelhantes às ocorridas no subcapítulo 5.2. No gráfico 5.25 do período diário, observa-se que o valor da tarifa dinâmica é mais uniforme ao longo do dia sendo o seu valor menor relativamente à tarifa convencional nas horas de ponta, onde existe uma maior procura energética.

No gráfico mensal 5.26, o valor da tarifa dinâmica passou a ser menor comparativamente com a convencional no mês de Maio, no que diz respeito aos restantes meses verifica-se um Inverno com maior valor de tarifa dinâmica uma vez que ocorre uma maior produção renovável e diminui a tarifa dinâmica.

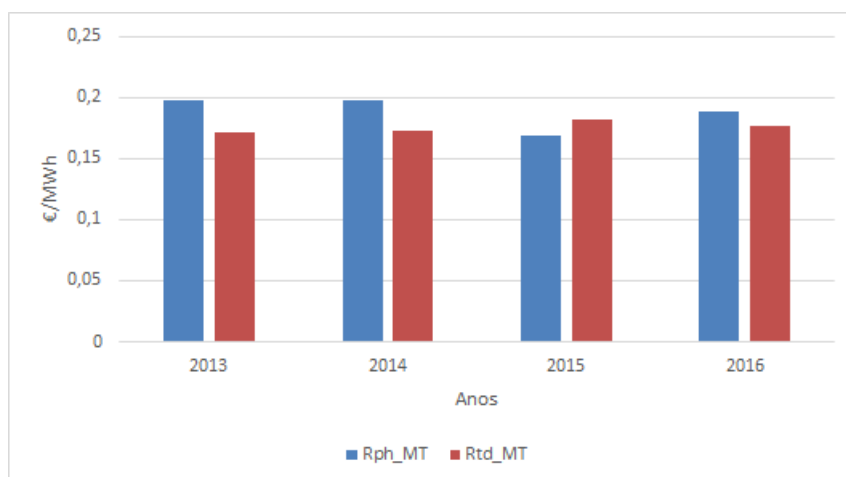


Figura 5.27: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, num único consumidor MT.

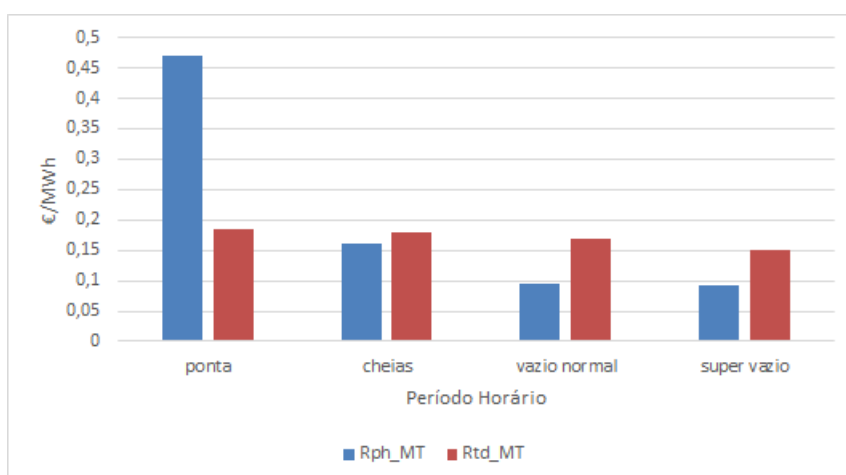


Figura 5.28: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, num único consumidor MT.

Como é possível observar no gráfico 5.27, o valor da tarifa dinâmica foi mais reduzido anualmente para o consumidor de MT nos dois primeiros anos e no último ano (2013, 2014 e 2016), excetuando o ano de 2015, ano de menor penetração de PRE no sistema elétrico.

### 5.3.1.2 Consumidor BTE

De seguida são realizadas as mesmas simulações que anteriormente com diferenciação no consumidor que passa a ser BTE, começando-se por apresentar o gráfico do valor médio da tarifa total para cada uma das horas do dia.

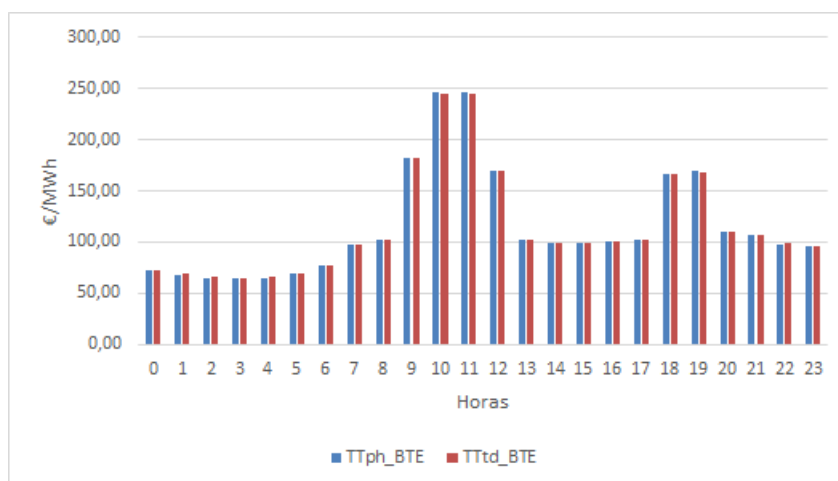


Figura 5.29: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um único consumidor BTE.

Uma vez mais opta-se pela apresentação apenas da componente do sobrecusto da PRE por forma a notabilizar-se as diferenças representativas entre a opção por parte do consumidor BTE entre uma e outra tarifa.

Nos seguintes gráficos é possível observar que são muito semelhantes aos obtidos aquando dos consumos agregados, na secção 5.2.2 concluindo-se assim que o comportamento dos modelos tarifários são idênticos do ponto de vista de sistema elétrico e de consumidor BTE.

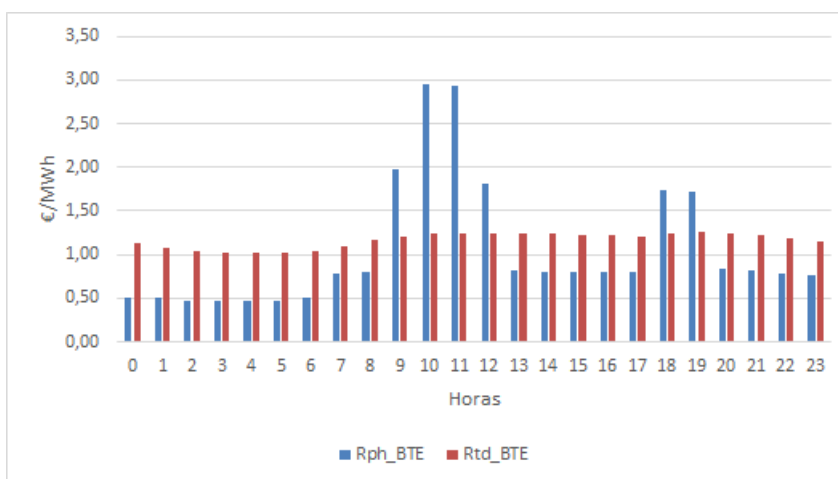


Figura 5.30: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, num único consumidor BTE.

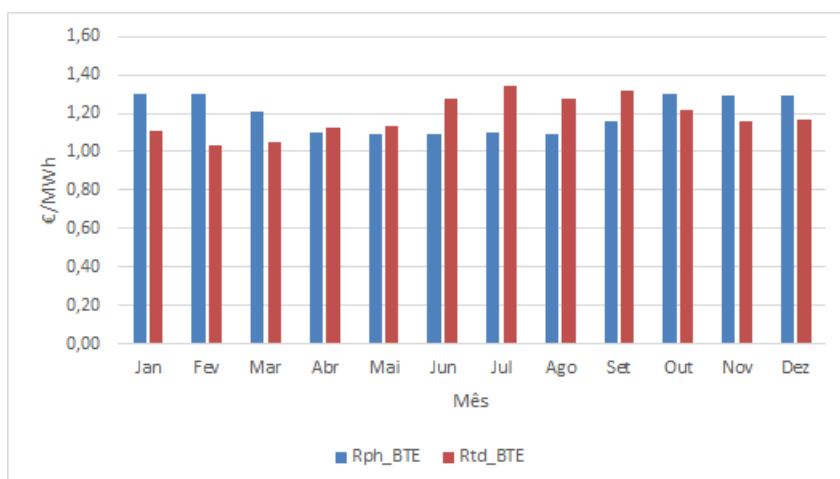


Figura 5.31: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, num único consumidor BTE.

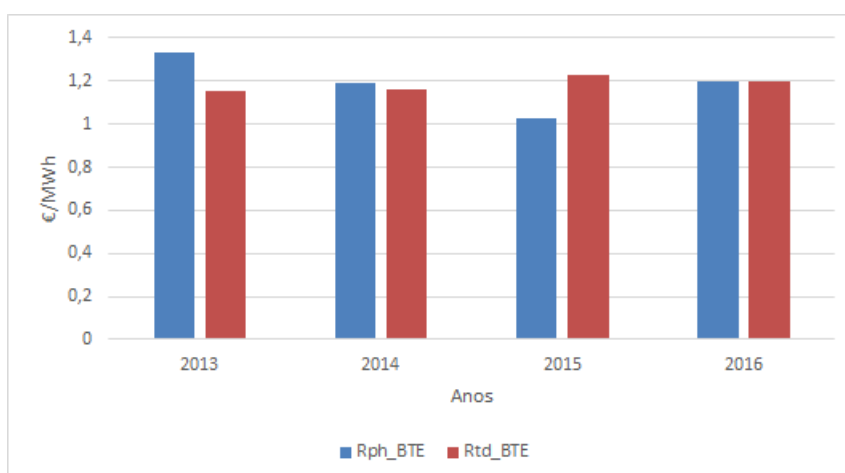


Figura 5.32: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, num único consumidor BTE.

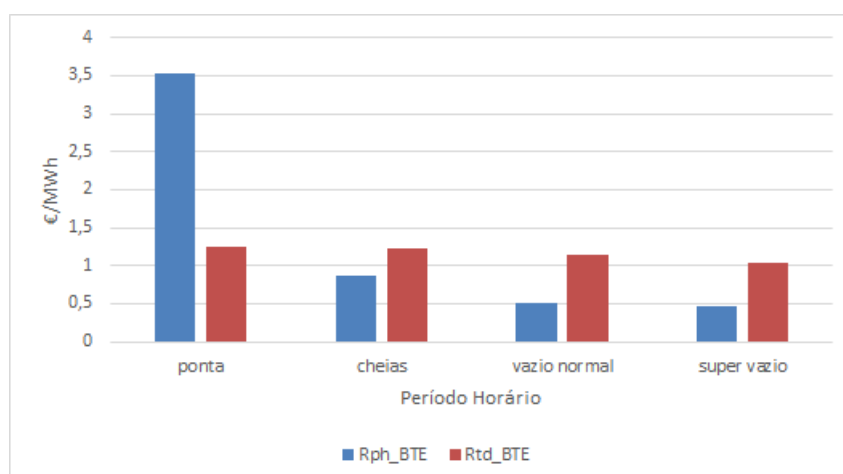


Figura 5.33: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, num único consumidor BTE.

### 5.3.1.3 Consumidor BTN

Nesta secção são realizadas as simulações para o consumidor BTN, consumidor este, que representa grande parte do sistema elétrico, inicialmente apresenta-se o gráfico do valor médio da tarifa total para cada uma das horas do dia.

Tal como acontecia na secção dos consumos agregados para esta classe de tensão 5.2.3, o gráfico 5.34 permite reparar nas diferenças entre a aplicação de um modelo de tarifário convencional e um dinâmico. Deste modo o consumidor BTN deve desviar os seus consumos energéticos para as horas de ponta, uma vez que neste período ocorre uma poupança monetária, com preferência para as horas do fim da manhã, sendo que essa mesma diferença é maior comparativamente com as horas de fim de tarde.

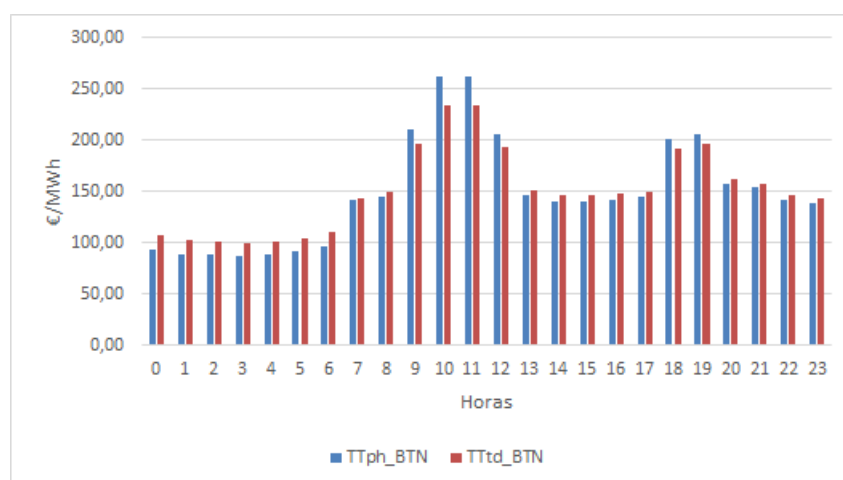


Figura 5.34: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um único consumidor BTN.

De seguida são realizadas as simulações referentes apenas à parte do sobrecusto de PRE, para uma vez mais, serem notórias as diferenças entre os dois modelos tarifários. Os gráficos obtidos são idênticos aos já formulados para os consumidores agregados, concluindo que a nível de sistema elétrico e de consumidor BTN os comportamentos e valores cobrados quer pela opção tarifária convencional, quer pela opção tarifária dinâmica são idênticos.

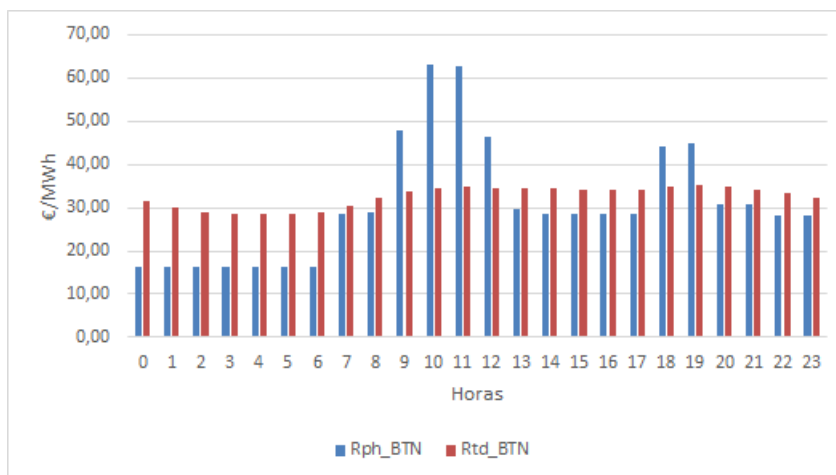


Figura 5.35: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, num único consumidor BTN.

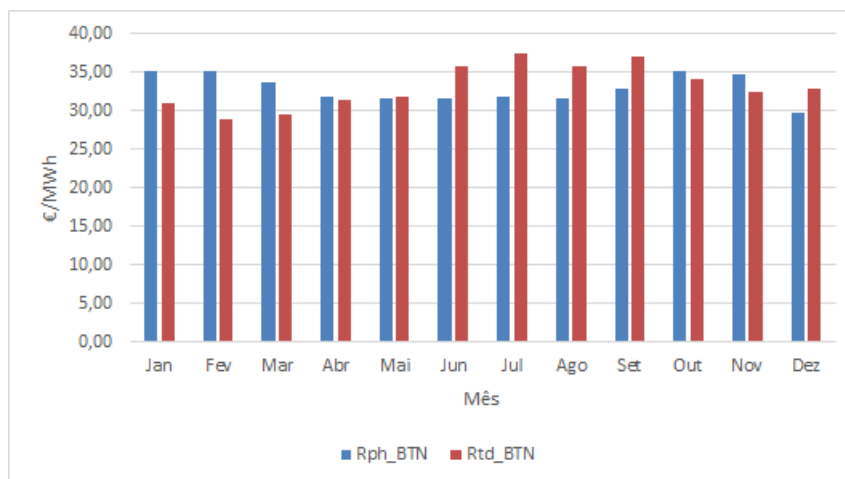


Figura 5.36: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, num único consumidor BTN.

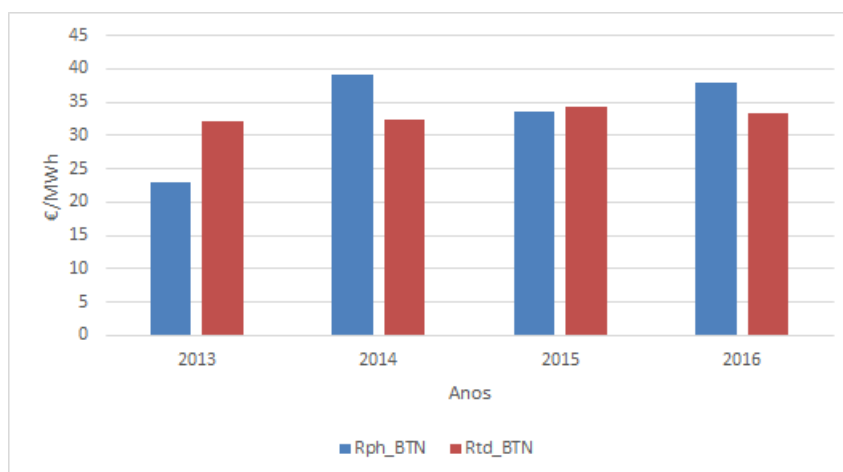


Figura 5.37: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, num único consumidor BTN.

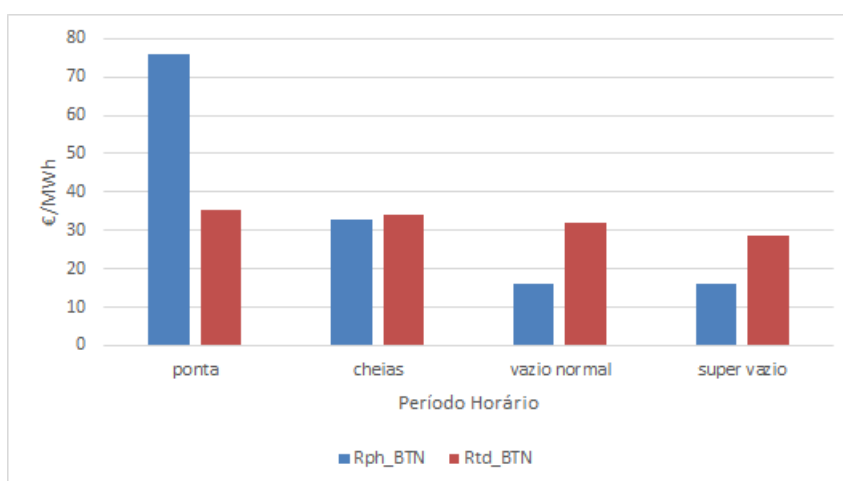


Figura 5.38: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, num único consumidor BTN.

Desta forma foi possível retirar conclusões acerca do comportamento da tarifa convencional e da tarifa dinâmica para um único consumidor, conseguindo ainda identificar as diferenças e semelhanças comparativamente com a aplicação dos mesmos modelos tarifários para a universalidade do sistema elétrico.

### 5.3.2 Com Autoconsumo e sem Comercializador

Nesta secção é simulado e analisado o comportamento do emprego dos modelos tarifários para um consumidor que utiliza autoconsumo. A análise que se realiza é comparativamente com o caso base realizado na secção anterior 5.3.1. Para cada classe de consumidor foi adotada uma potência contratada e o valor da potência instalada (*PFI*).

### 5.3.2.1 Classe de consumidor MT

As simulações foram realizadas para um consumidor MT com uma potência contratada de 0,55MW e uma potência instalada de 0,5MW.

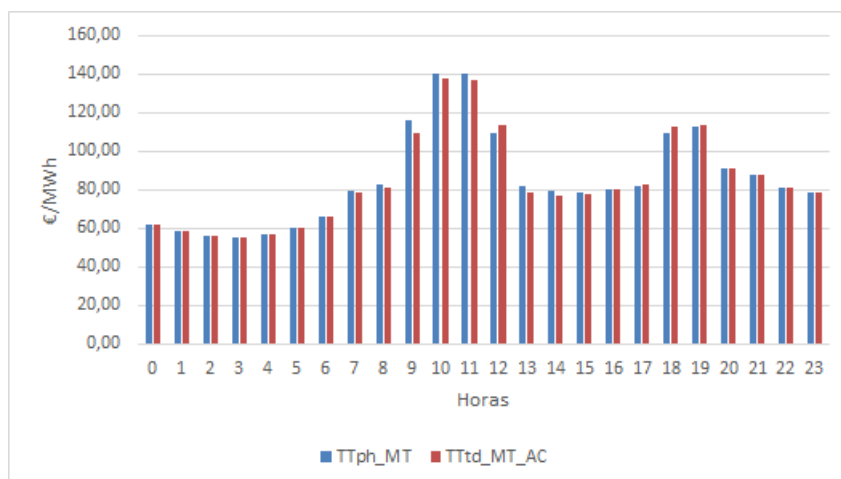


Figura 5.39: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor MT com autoconsumo.

No gráfico 5.39, referente ao valor médio da tarifa total para o modelo convencional e para o modelo dinâmico no período diário, é possível notar-se já algumas diferenças ligeiras entre ambos os valores, comparativamente com o gráfico 5.24, nas horas de luminosidade. No entanto e tal como realizado nas secções anteriores, a análise posterior é assente apenas na componente do sobrecusto da PRE de forma a notabilizar-se melhor as diferenças presentes.

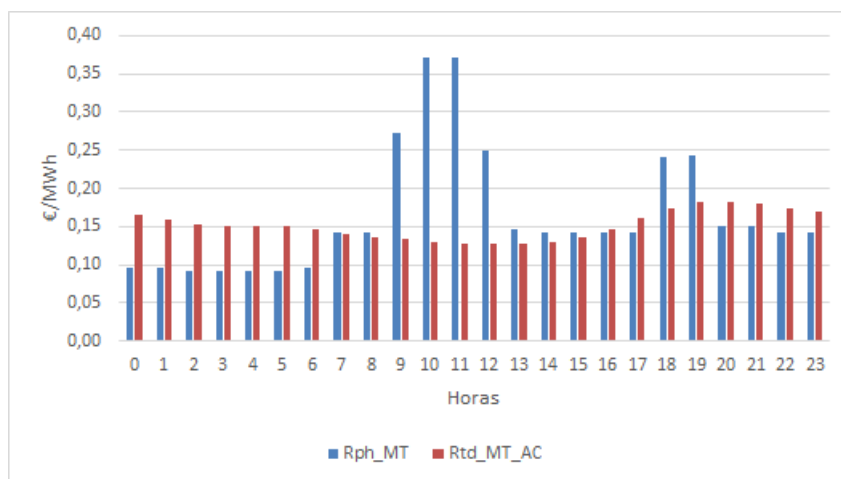


Figura 5.40: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor MT com autoconsumo.



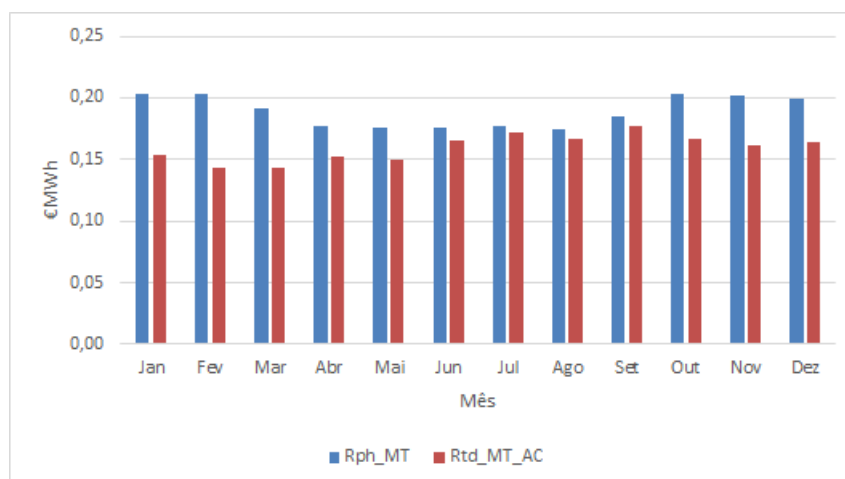


Figura 5.41: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor MT com autoconsumo.

Comparativamente com o gráfico 5.24 onde não existe o autoconsumo, no gráfico 5.40 consegue-se observar que durante o período do dia (onde ocorre a produção PV) existe uma diminuição dos valores da tarifa dinâmica resultando deste modo num conjunto maior de horas durante o dia onde o valor da tarifa dinâmica é mais baixo que o da tarifa convencional. Podemos tomar como exemplo as 13h, em que sem o autoconsumo se paga um valor de 0,18 €/MWh e nesta simulação com o autoconsumo o cliente MT paga 0,13 €/MWh de tarifa dinâmica (em ambos os casos se paga 0,15 €/MWh de tarifa convencional).

No que diz respeito à análise do período mensal e confrontando com o caso base (5.26), no gráfico 5.41 nos meses de Junho, Julho, Agosto e Setembro a tarifa dinâmica já foi mais baixa do que a convencional, algo que se justifica pela razão de nestes meses de Verão existir uma incidência de radiação solar maior, originando maiores produções por parte do sistema PV.

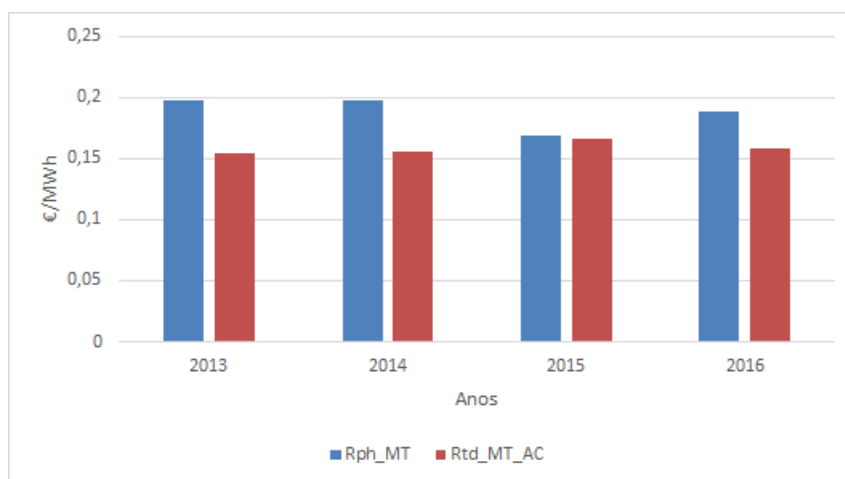


Figura 5.42: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor MT com autoconsumo.

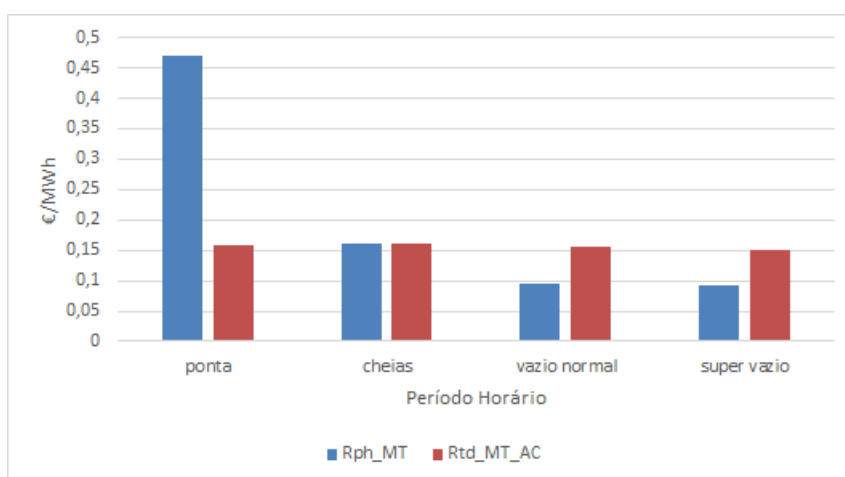


Figura 5.43: Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor MT com autoconsumo.

Por análise do gráfico 5.42 existe uma redução da tarifa dinâmica em todos anos, com especial atenção para o ano de 2015 em que com a inserção do autoconsumo o valor da tarifa dinâmica passou a ser mais baixo que a convencional, comparando com o gráfico 5.27. No que diz respeito ao gráfico 5.43, a análise resultante foi semelhante aos casos anteriormente descritos, com a tarifa dinâmica a apresentar uma redução diminuta em todos os diferentes períodos horários, comparativamente com o caso base, gráfico 5.29, que permitiu resultar numa diferença mínima entre ambas as tarifas para o período de cheias.

### 5.3.2.2 Classe de consumidor BTE

De seguida, são realizadas as simulações e análises para um cliente BTE com autoconsumo, com uma potência contratada de 0,05MW e um valor de potência instalada de 0,025MW.

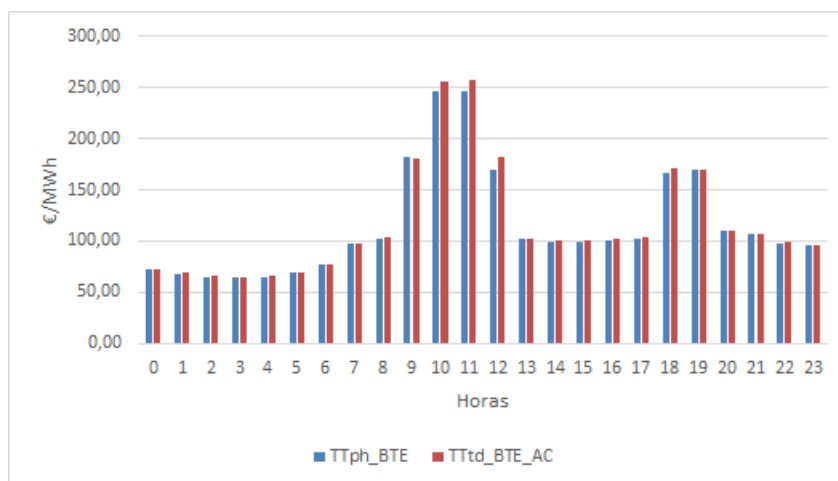


Figura 5.44: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTE com autoconsumo.

Contrariamente ao que acontecia nos casos anteriormente abordados, no caso de um consumidor BTE não existe vantagens com a prática do autoconsumo em termos tarifários, tal como se pode observar no gráfico 5.44, uma vez que o valor médio total pago por esta tarifa é superior ao valor da tarifa convencional praticamente em todas as horas do dia.

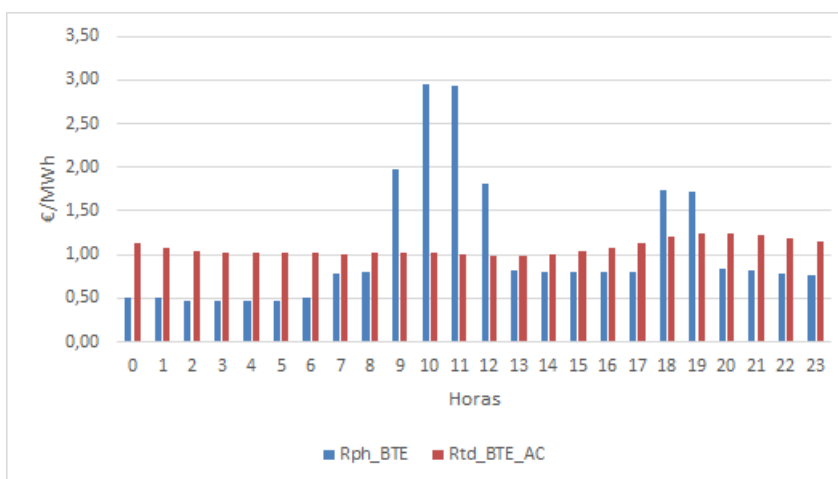


Figura 5.45: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor BTE com autoconsumo.

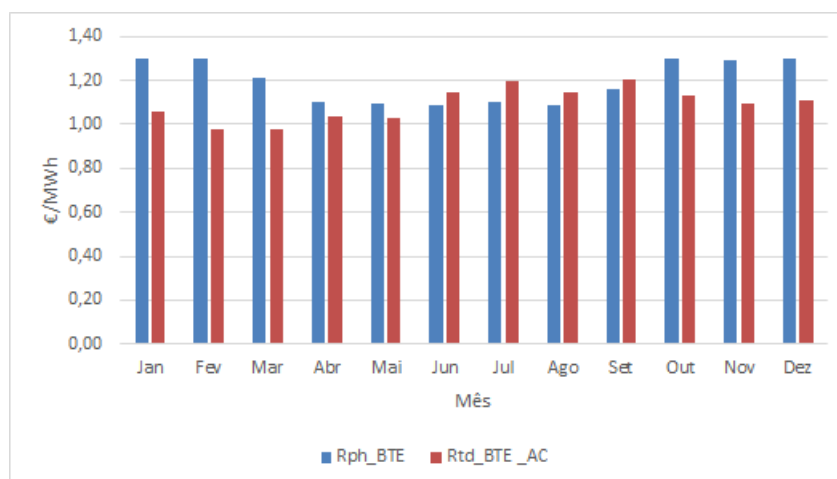


Figura 5.46: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor BTE com autoconsumo.

Por observação do gráfico 5.45, verifica-se que os valores médios da tarifa dinâmica diminuíram nas horas com luminosidade, sendo que relativamente à tarifa convencional continuam a ser menores apenas nas horas de ponta. No gráfico 5.46 referente ao período mensal, observa-se que os valores médios da tarifa dinâmica diminuíram em todos os meses, além disso, passou a possuir um valor menor que a tarifa convencional nos meses de Abril e Maio, comparativamente com o gráfico do caso base 5.31.

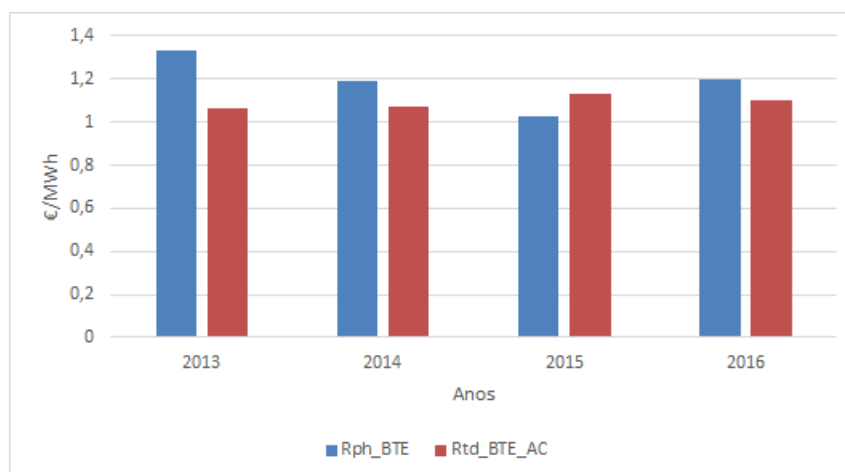


Figura 5.47: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor BTE com autoconsumo.

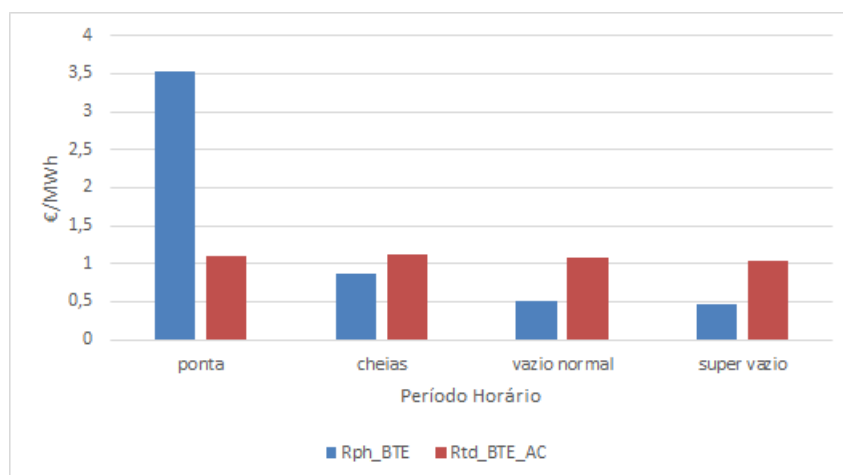


Figura 5.48: Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor BTE com autoconsumo.

No que diz respeito ao gráfico do período anual (5.47), o valor médio da tarifa dinâmica desceu, sendo que deste modo o ano de 2016 passou a ser uma no com a tarifa dinâmica menor que a convencional, comparativamente com o gráfico do caso base 5.32. No gráfico do período diário 5.48, existem alterações pouco significativas relativamente ao caso base.

### 5.3.2.3 Classe de consumidor BTN

As simulações de seguida realizadas, foram efetuadas para um cliente BTN com autoconsumo no qual dispõe de uma potência contratada de 0,01MW e um valor de potência instalada de 0,005MW.

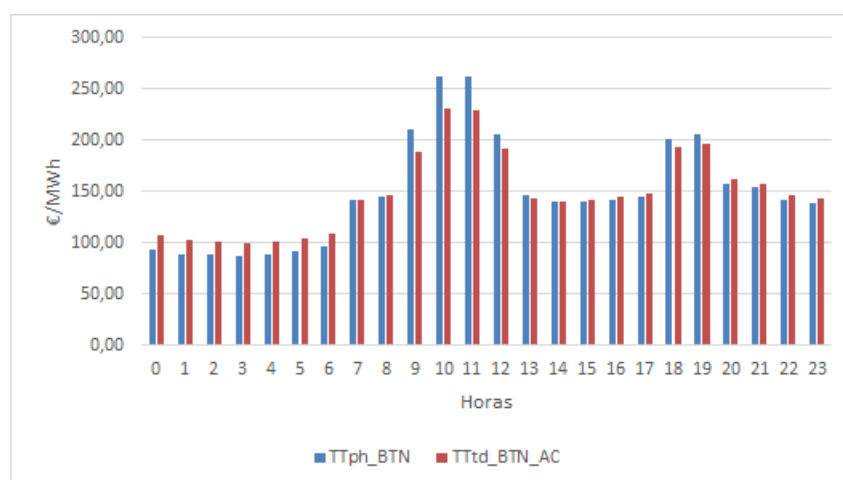


Figura 5.49: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTN com autoconsumo.

Pela análise do gráfico 5.49, contrariamente ao que acontecia no gráfico representativo do valor médio da tarifa total com autoconsumo dos consumidores MT e BTE, as diferenças são mais substanciais no consumidor BTN, pois tratasse do maior remunerador. Apesar destas diferenças maiores existentes entre a aplicação de um e outro modelo tarifário, procedeu-se igualmente às simulações tendo em conta apenas a componente do sobrecusto de PRE.

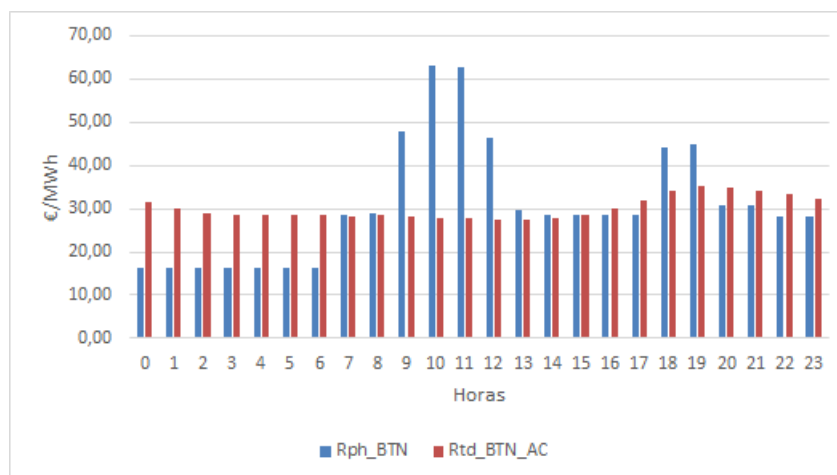


Figura 5.50: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor BTN com autoconsumo.

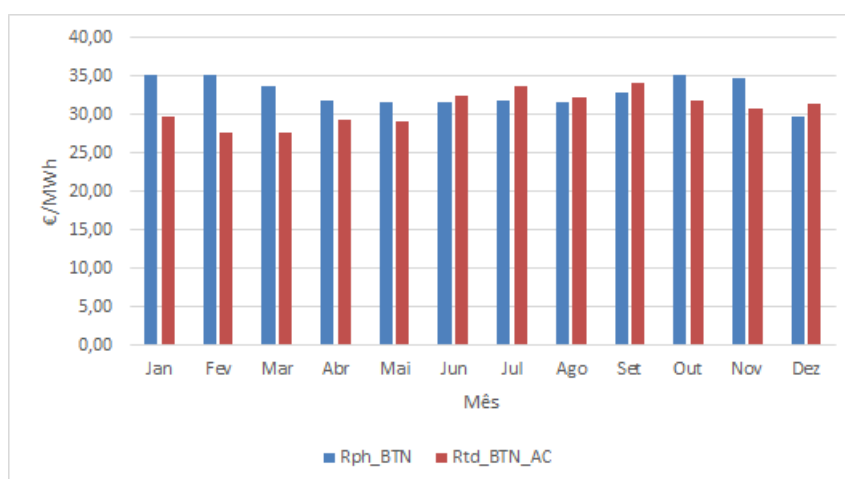


Figura 5.51: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor BTN com autoconsumo.

No gráfico 5.50 o valor da tarifa dinâmica diminuiu durante o período de dia, ou seja, quando existe produção de autoconsumo comparativamente com o gráfico 5.35 obtido no caso base. No período 7-15h e 18-19h a tarifa convencional foi inferior em termos de valor à dinâmica, sendo que na hora 13h o valor passou a ser de 27 €/MWh enquanto que sem o autoconsumo se fixava

nos 34,63 €/MWh, a tarifa convencional e como seria esperado manteve-se constante dado que não varia com a PRE, com um valor de 29,59 €/MWh.

No que diz respeito ao período mensal, no gráfico 5.51 observa-se que a utilização do autoconsumo permitiu reduzir a tarifa dinâmica para todos os meses, sendo o mês de Maio aquele em que conseguiu obter um preço mais baixo do que a tarifa convencional, comparativamente com o gráfico 5.36 do caso base.

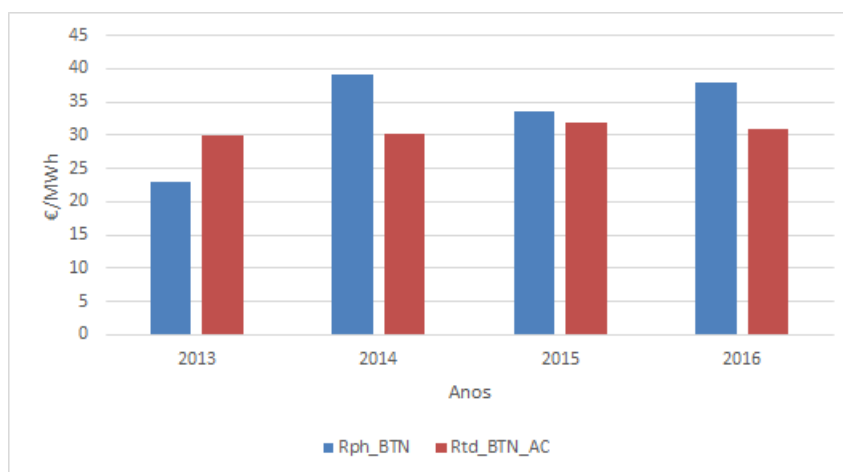


Figura 5.52: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor BTN com autoconsumo.

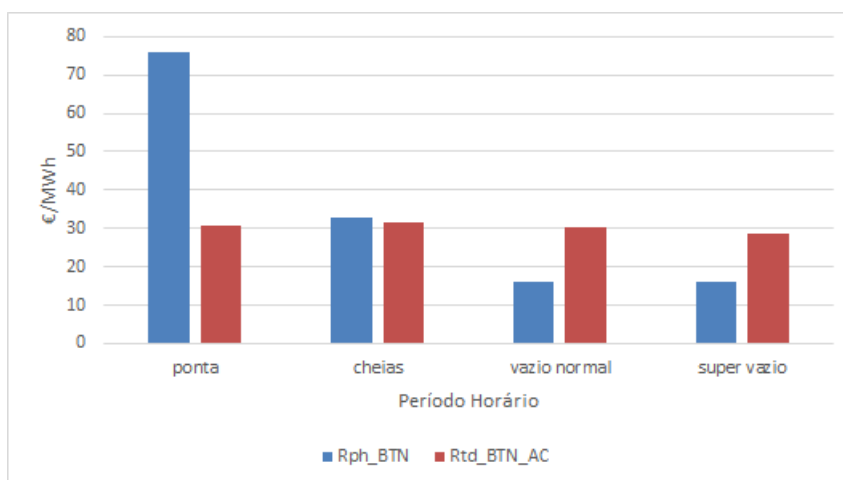


Figura 5.53: Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor BTN com autoconsumo.

Pelo gráfico 5.52 que representa o valor médio da tarifa de sobrecusto, constata-se comparativamente com o gráfico 5.37 que o valor da tarifa dinâmica diminui para todos os anos, destacando-se que o ano de 2015 esse valor já passa a ser inferior ao da tarifa convencional após a inserção do autoconsumo por parte do consumidor BTN. Quanto ao período horário 5.53, verifica-se que além

da tarifa dinâmica descer de valor em todos os períodos, também apresenta o período de ponta e cheias com valor da tarifa dinâmica inferior ao da convencional, comparativamente com o gráfico 5.38, ou seja, um consumidor de BTN que usufrua de autoconsumo, paga um menor valor de tarifa dinâmica relativamente à convencional para as horas de ponta e de cheias.

### 5.3.3 Com Autoconsumo e com Comercializador

Nesta secção procedesse à simulação e análise dos modelos tarifários empregues (convencional e dinâmico), para um consumidor que conjuga a utilização do autoconsumo através de sistema de PV, com a compra de garantias de origem realizadas em contrato com o comercializador.

Tal como já referido no subcapítulo 4.4, a percentagem de renovável garantida pelo comercializador é incidente na componente de não renovável que provém da rede, ou seja, da energia proveniente da rede renovável iremos adicionar uma parte proveniente da garantia de origem, sendo que a restante energia é não renovável da rede.

Para uma melhor comparação em termos de resultados obtidos, os valores de autoconsumo serão os mesmos para cada classe de consumidor utilizados anteriormente. Os gráficos obtidos serão analisados comparativamente com os resultantes nas secções anteriores, nomeadamente o caso base e o caso com a inserção apenas do autoconsumo. O valor do preço de venda da energia por parte do comercializador ao consumidor será constante para todas as classes, 2 €/MWh.

#### 5.3.3.1 Classe de consumidor MT

As simulações foram realizadas para um consumidor MT com as mesmas características do autoconsumo da secção 5.3.2 e com uma garantia de energia renovável de 50% sendo o preço de venda por parte do comercializador de 2 €/MWh.

O gráfico do valor médio da tarifa total para o período diário apresenta-se de seguida.

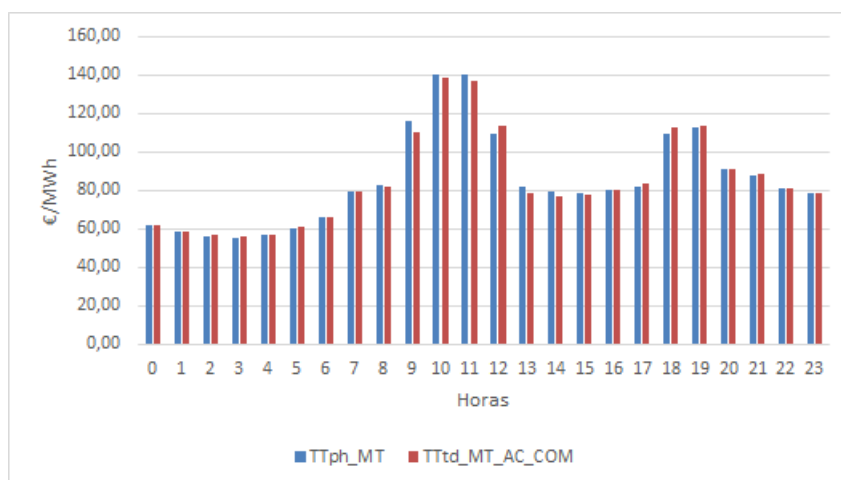


Figura 5.54: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor MT com autoconsumo e GO.



Pela análise do gráfico 5.54, pode-mos verificar que existem muitos períodos do dia em que a tarifa dinâmica está com um valor igual ou inferior ao da tarifa convencional, algo já esperado uma vez que se alia o autoconsumo à garantia de origem. No entanto uma vez que se trata da representação da tarifa total, as diferenças entre um modelo e outro são pouco representativas. Deste modo e uma vez mais, procedesse à apresentação dos resultados tendo em conta apenas a componente do sobrecusto de PRE.

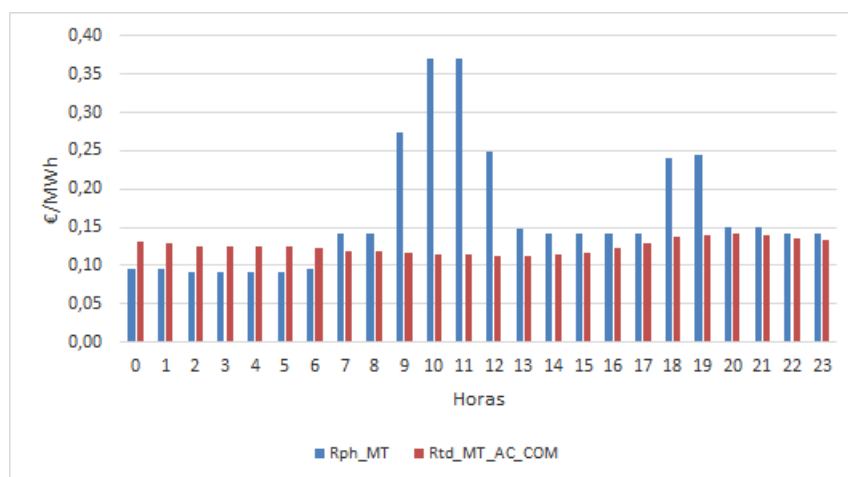


Figura 5.55: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor MT com autoconsumo e GO.

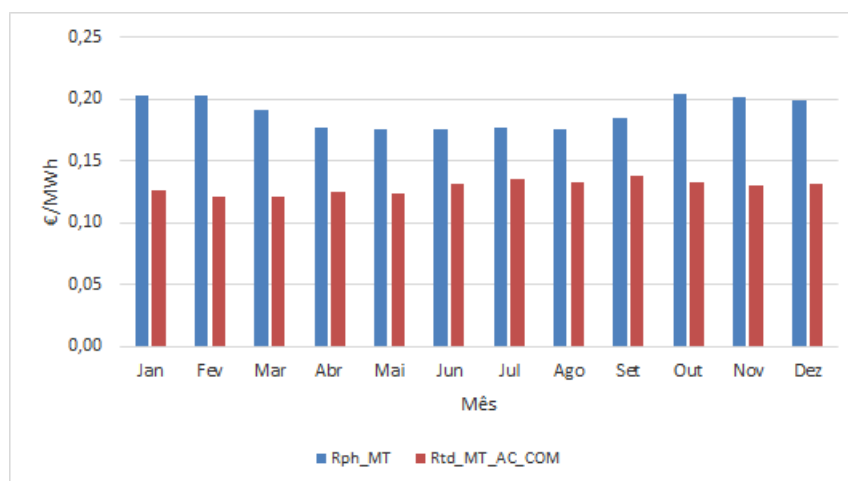


Figura 5.56: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor MT com autoconsumo e GO.

No gráfico 5.55 destaca-se desde logo que valor médio do modelo de tarifa dinâmica apresenta uma diminuição em todas as horas comparativamente com o gráfico 5.25, justificável pelo facto de o consumidor usufruir de energia com garantia de origem renovável, o que aliado ao autoconsumo

faz ainda descer mais o valor da tarifa nas horas de dia. Deste modo a garantia de origem permitiu que a diferença de valores entre a tarifa dinâmica e convencional desce-se nos períodos noturnos.

No gráfico 5.56 referente ao período mensal, constata-se que o valor médio da tarifa dinâmica situa-se abaixo do valor da tarifa convencional, querendo assim dizer que este modelo tarifário com a inserção do autoconsumo e da GO, permite ao consumidor poupar em todos os meses do ano. No mês de Dezembro o valor da tarifa dinâmica passou dos 0,17 €/MWh (sem autoconsumo e sem GO) para os 0,13 €/MWh neste caso, nota ainda para o valor da tarifa convencional manteve-se nos 0,2 €/MWh.

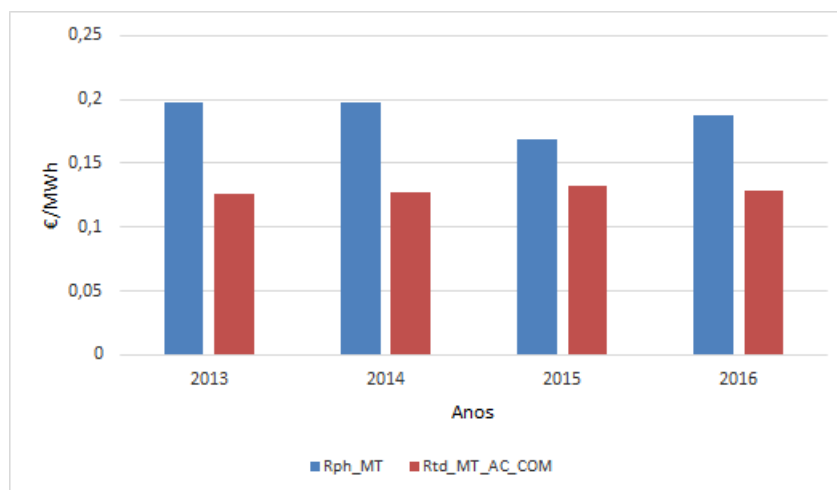


Figura 5.57: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor MT com autoconsumo e GO.

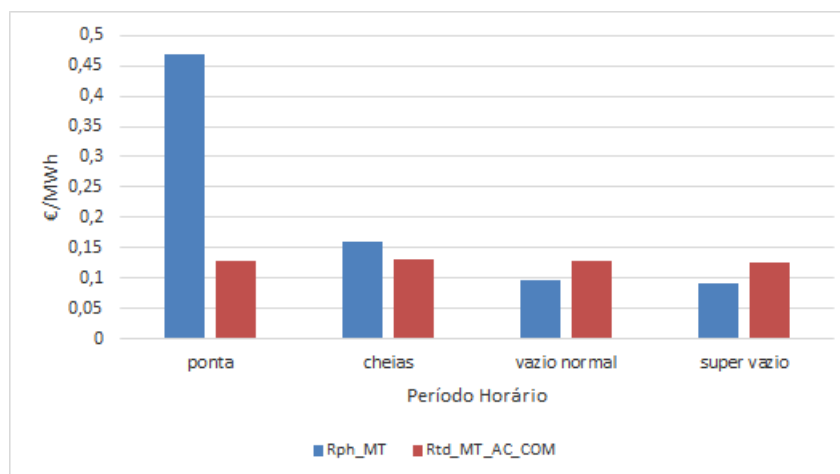


Figura 5.58: Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor MT com autoconsumo e GO.

Relativamente ao caso base, nos gráficos 5.57 e 5.58 observa-se que o valor da tarifa dinâmica diminuiu para todos os períodos, sendo que para o caso do período anual todos os anos ficaram

com uma tarifa dinâmica menor que a convencional. No gráfico do período horário, os períodos de ponta e cheias verificam igualmente essa situação.

### 5.3.3.2 Classe de consumidor BTE

De seguida foram realizadas simulações e análise para um consumidor BTE com as mesmas características do autoconsumo da secção 5.3.2 e com uma garantia de energia renovável de 50% sendo o preço de venda por parte do comercializador de 2€/MWh.

O gráfico do valor médio da tarifa total para o período diário apresenta-se de seguida.

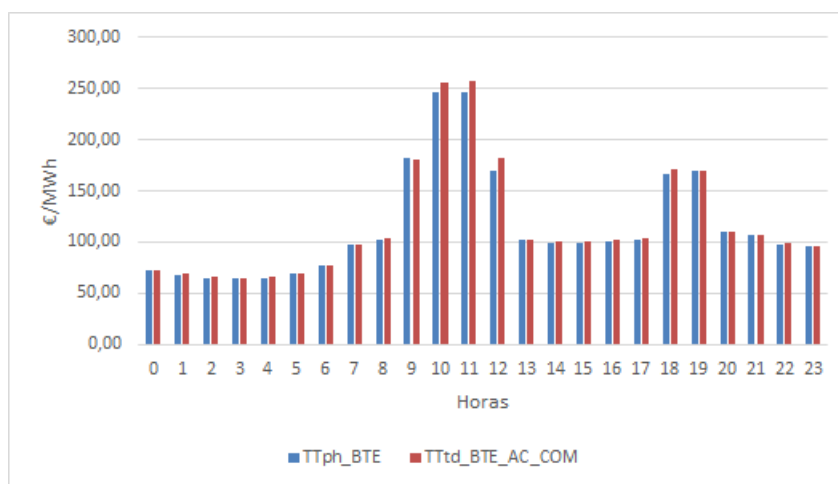


Figura 5.59: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTE com autoconsumo e GO.

Pela análise da figura 5.59, tal como se sucedeu na secção 5.3.2.2 o valor médio da tarifa total é maior no modelo da tarifa dinâmica, o que leva a concluir que seria penalizador para o consumidor BTE também a inserção da GO para além do autoconsumo. Comparativamente com o caso em que apenas se tinha autoconsumo, os valores totais da tarifa dinâmica subiram minimamente.

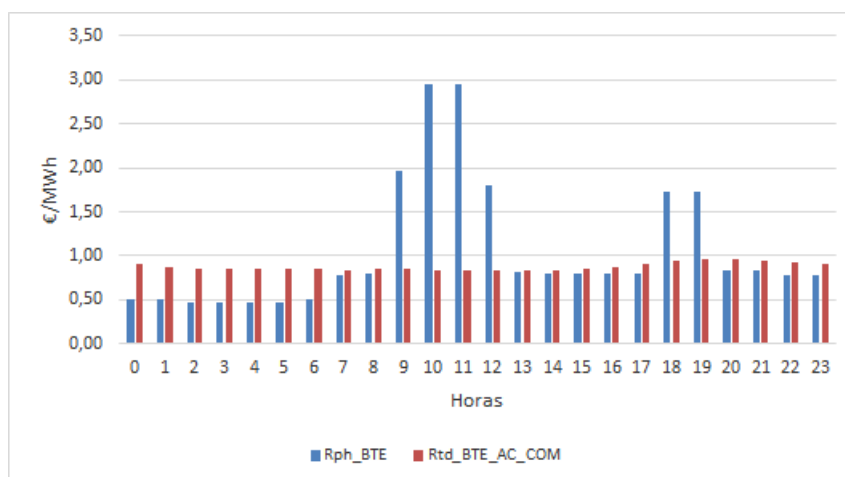


Figura 5.60: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor BTE com autoconsumo e GO.

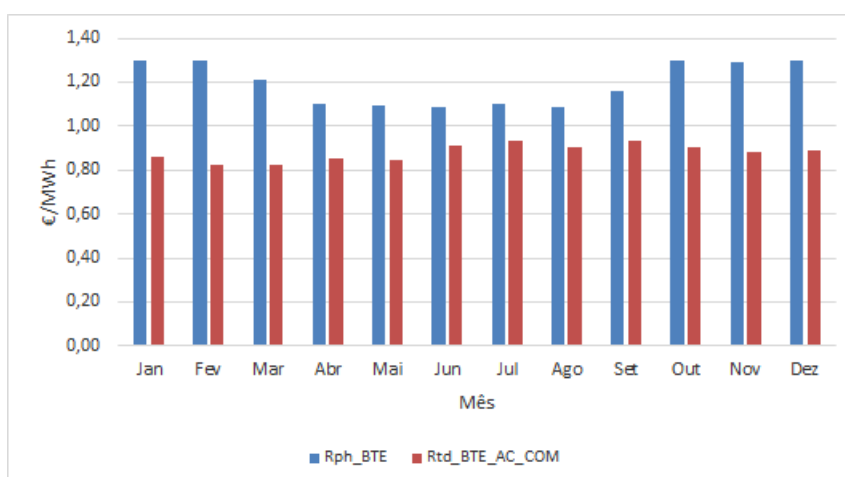


Figura 5.61: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor BTE com autoconsumo e GO.

Uma vez mais, tal como se sucedeu para a componente do sobrecusto da PRE na secção 5.3.2.2, os valores da tarifa dinâmica desceram por observação dos gráficos 5.60 e 5.61. Neste último o valor da tarifa dinâmica é inferior em todos os meses do ano. No período de Verão esta diferença de tarifas torna-se menor, uma vez que se conjuga o facto de ser usufruir de autoconsumo e da GO.

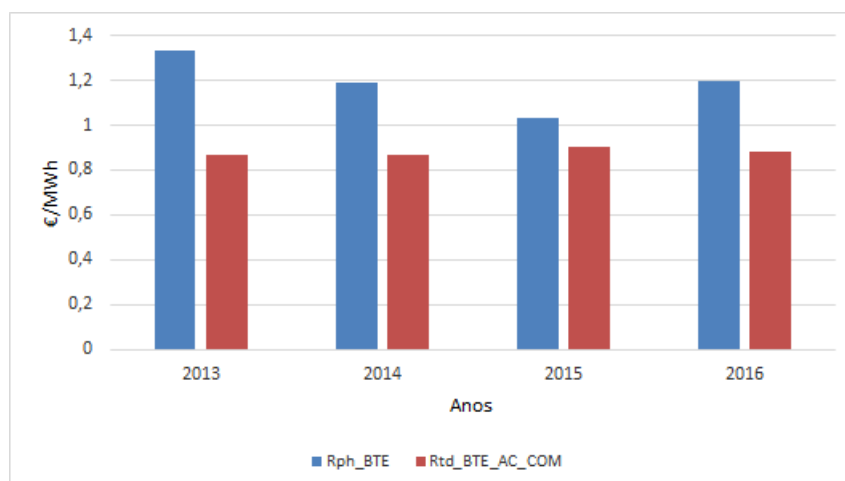


Figura 5.62: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor BTE com autoconsumo e GO.

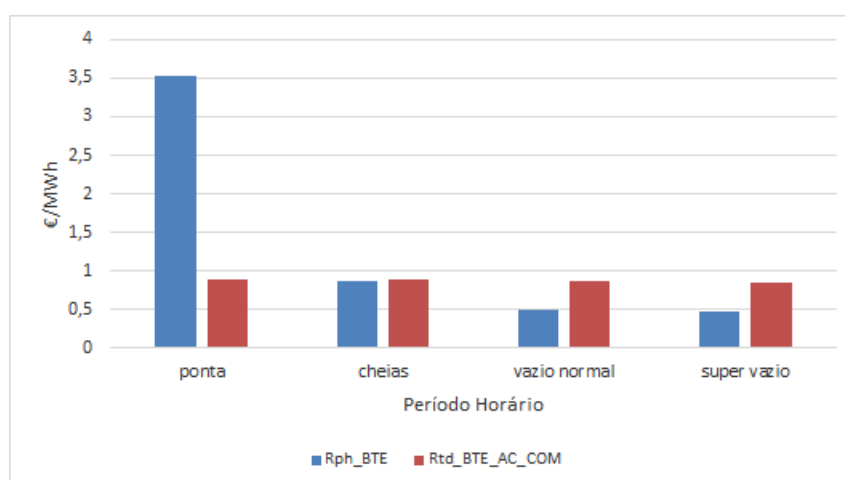


Figura 5.63: Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor BTE com autoconsumo e GO.

Por observação do gráfico 5.62, com a inserção da garantia de origem além de se diminuir o valor da tarifa dinâmica, durante os anos todos esse valor torna-se mais baixo comparativamente com a tarifa convencional.

No que diz respeito ao período horário demonstrado no gráfico 5.63, o valor da tarifa dinâmica torna-se praticamente similar ao obtido pela tarifa convencional, tendo em conta a comparação com o caso base.

### 5.3.3.3 Classe de consumidor BTN

As simulações foram realizadas para um consumidor BTN com as mesmas características do autoconsumo da secção 5.3.2 e com uma garantia de energia renovável de 50% a um preço de

venda por parte do comercializador de 2€/MWh.

Determinou-se então o valor médio da tarifa total para o período diário.

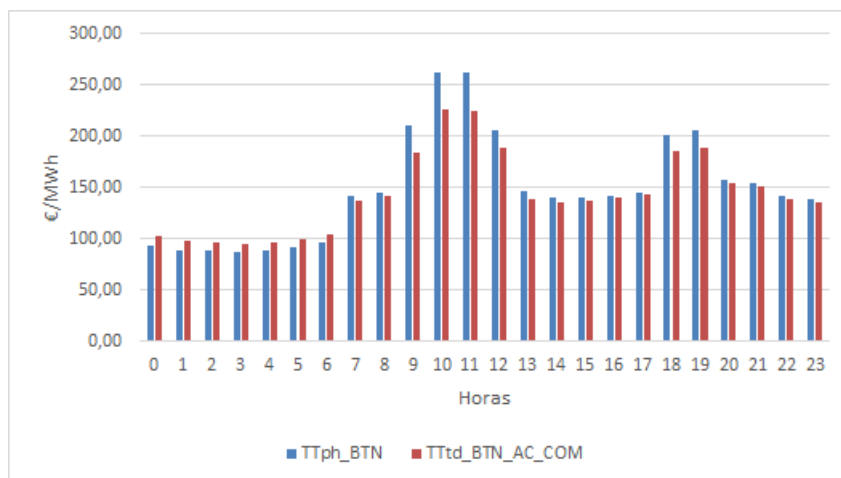


Figura 5.64: Valor médio da tarifa total convencional e dinâmica aplicada num período diário, para um consumidor BTN com autoconsumo e GO.

Pela análise da figura 5.64, as diferenças comparativamente com os gráficos obtidos nas secções anteriores relativos às tarifas totais para o mesmo consumidor são pouco visíveis, no entanto pode-se comprovar que nos períodos 14h-17h e 20h-23h comparativamente com o gráfico em que existe apenas a componente do autoconsumo 5.49, o valor da tarifa dinâmica torna-se menor que a tarifa convencional. Posteriormente procede-se uma vez mais à análise apenas da componente do sobrecusto da PRE.

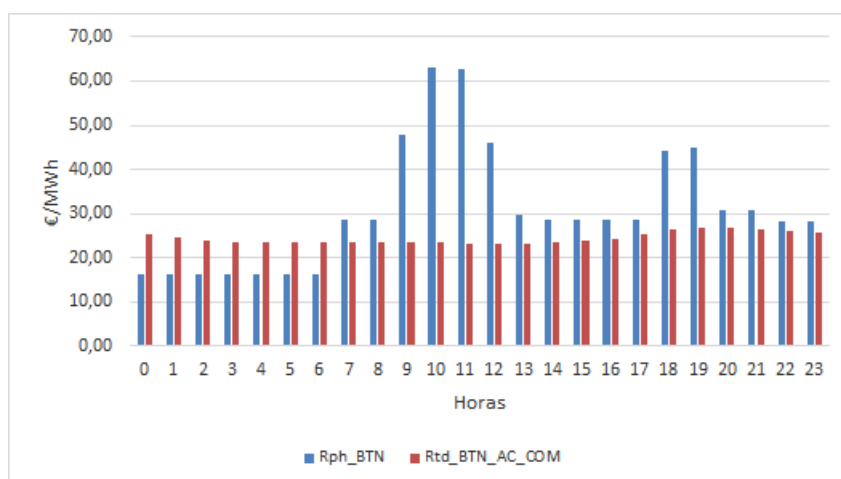


Figura 5.65: Valorização média das tarifas aplicadas num período diário, para um consumidor BTN com autoconsumo e GO.

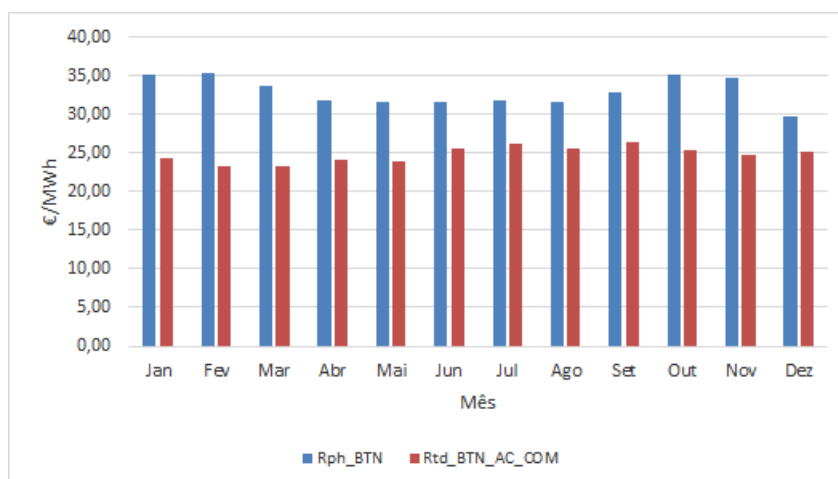


Figura 5.66: Valorização média das tarifas aplicadas num período mensal, para um consumidor BTN com autoconsumo e GO.

No gráfico 5.65, o valor médio da tarifa dinâmica é menor que a convencional durante grande parte do dia, sendo que comparativamente com o gráfico 5.50 onde não existe a GO, nos períodos 15h-17h e das 20h-23h o valor da tarifa dinâmica foi inferior à convencional. No que diz respeito ao período mensal, gráfico 5.66 constata-se que com a inserção da garantia de origem, passamos a ter um valor médio da tarifa dinâmica menor em todos meses relativamente à tarifa convencional. Este facto é muito importante, uma vez que o consumidor tem benefício em todos os meses do ano.

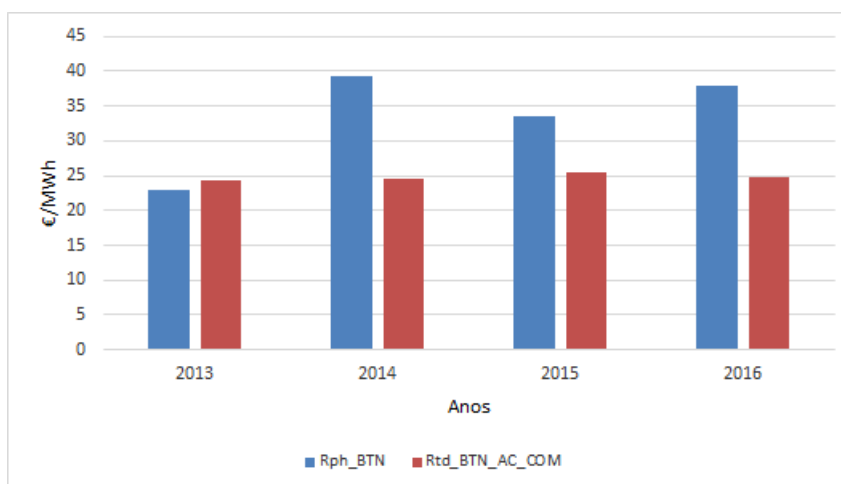


Figura 5.67: Valorização média das tarifas aplicadas num período anual, para um consumidor BTN com autoconsumo e GO.

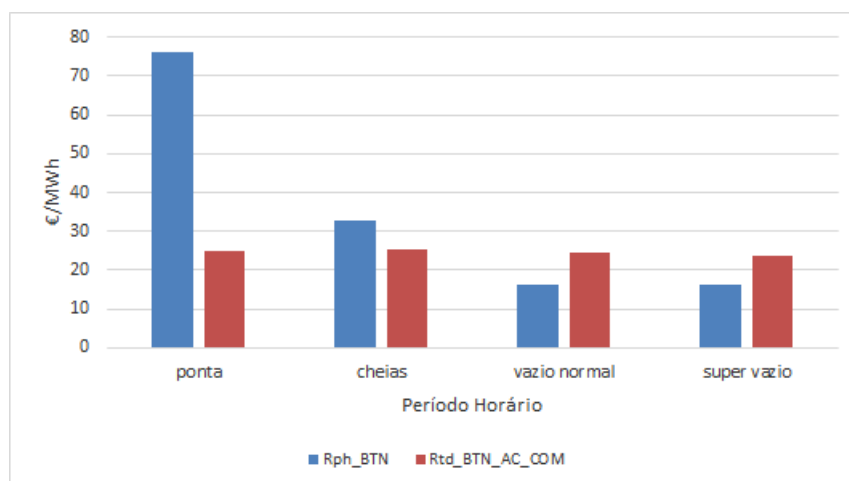


Figura 5.68: Valorização média das tarifas aplicadas num período horário, para um consumidor BTN com autoconsumo e GO.

Quanto aos anos analisados no gráfico 5.27, apenas se realça a diminuição do valor da tarifa dinâmica, uma vez que no ano de 2013 o consumidor continua a pagar mais de tarifa dinâmica do que de tarifa convencional. Já no que diz respeito ao período horário, gráfico 5.68 também não se verificam grandes alterações relativamente a cada período, excetuando a diminuição do valor da tarifa dinâmica. Nas horas de ponta um consumidor BTN neste caso paga 24,85 €/MWh comparativamente a não inserção de GO em que paga 30,87 €/MWh, o valor de tarifa convencional em ambos os casos é de 76 €/MWh.

#### 5.3.3.4 Comparação entre os vários casos

De forma a comparar/analisar quais as melhores opções para cada tipo de classe de consumidor, determinou-se os valores médios da tarifa total dinâmica para cada caso:

- Caso base, onde não existe a inserção do autoconsumo nem das garantias de origem;
- A inserção do autoconsumo, sem a opção de garantia de origem;
- A inserção da garantia de origem, juntamente com o autoconsumo.

Todos estes valores obtidos têm em consideração como constantes a potência contratada, potência instalada e o valor de energia cobrado pelo comercializador ao consumidor pela garantia de origem.



Tabela 5.7: Valores médios da tarifa total convencional e dinâmica (€/MWh) para os vários casos.

		Classe do Consumidor					
		MT		BTE		BTN	
		TTph	TTtd	TTph	TTtd	TTph	TTtd
Casos	Caso Base	92,56	92,55	125,81	125,81	157,99	157,68
	C/AC e S/Com	92,56	87,43	125,81	121,32	157,99	151,50
	C/AC e C/Com	92,56	87,71	125,81	121,42	157,99	145,86

Como se pode observar na tabela 5.7, no que se refere ao consumidor MT e BTE os seus melhores casos (valor mais baixo) acontecem com a inserção apenas do autoconsumo. Já no que diz respeito ao consumidor BTN o caso mais favorável dá-se no caso em que temos o autoconsumo conjuntamente com a garantia de origem. De seguida, através do cálculo da média dos valores das tarifas ao fim dos quatro anos em análise, é possível verificar em termos percentuais qual a diferença entre a tarifa total convencional paga e a tarifa dinâmica, para cada um dos casos.

Tabela 5.8: Valores percentuais da diferença entre a tarifa total convencional e dinâmica.

		Classe do Consumidor		
		MT	BTE	BTN
Casos	Caso Base	0,01%	0%	0,19%
	C/AC e S/Com	5,54%	3,57%	4,11%
	C/AC e C/Com	5,24%	3,49%	7,67%

Através da tabela 5.8, podemos concluir que um consumidor de MT e BTE no melhor caso, apenas com autoconsumo, reduzem respetivamente 5,54% e 3,57% dos valores das suas tarifas (destacados na tabela). No que diz respeito ao consumidor BTN este é o que sofre uma redução maior no valor da sua tarifa, sendo esse valor de 7,67%, para o caso em que opta pela agregação do autoconsumo e da garantia de origem.

Uma vez mais, realça-se o facto de que os resultados obtidos são válidos considerando os pressupostos da simulação inicialmente proferidos neste capítulo: consumidores com um perfil específico, dimensão relativa do autoconsumo e o preço de venda da energia por parte do comercializador ao consumidor com GO.

### 5.3.3.5 Variação da percentagem da garantia de origem

Nesta secção será analisada o comportamento dos valores da tarifa convencional e dinâmica para todas as classes de tensão anteriormente analisadas, com a variação da percentagem de garantia de origem fornecida pelo comercializador.

Tomando como valores da percentagem de GO: 25%, 50%, 75% e 100%, e mantendo os valores de autoconsumo constantes para cada classe.

Tabela 5.9: Valores médios da tarifa total para o cliente MT obtidos para as diferentes percentagens de GO.

		Consumidor MT		
		Tarifa convencional (€/MWh)	Tarifa dinâmica (€/MWh)	
			Valor	% de redução
% de GO	25%	92,56	87,57	5,39%
	50%		87,71	5,24%
	75%		87,85	5,09%
	100%		87,99	4,94%

Pela análise da tabela 5.9 pertencente à classe de consumo MT, observamos que os valores da tarifa convencional permanecem quase constantes, algo que já se esperava uma vez que esta tarifa é fixa e portanto não é sujeita a qualquer tipo de variação com as variáveis do autoconsumo e da garantia de origem, contrariamente à tarifa dinâmica, que vai diminuindo consoante o aumento da garantia de origem. Quanto aos valores obtidos para a tarifa dinâmica, verifica-se que o valor para o qual obtemos uma redução maior comparativamente com a tarifa convencional é quando a percentagem de renovável garantida pelo comercializador se situa nos 25%, apresentando uma redução de 5,39% (destacado na tabela).

Tabela 5.10: Valores médios da tarifa total para o cliente BTE obtidos para as diferentes percentagens de GO.

		Consumidor BTE		
		Tarifa convencional (€/MWh)	Tarifa dinâmica (€/MWh)	
			Valor	% de redução
% de GO	25%	125,81	121,37	3,53%
	50%		121,42	3,49%
	75%		121,48	3,45%
	100%		121,53	3,41%

Na tabela 5.10 referente ao consumidor BTE, verifica-se uma análise semelhante à anteriormente registada para o consumidor MT, em que o valor de percentagem de garantia de origem fornecida pelo comercializador que representa uma redução maior é para os 25%, o valor da percentagem é de 3,53%.

Tabela 5.11: Valores médios da tarifa total para o cliente BTN obtidos para as diferentes percentagens de GO

		Consumidor BTN		
		Tarifa convencional (€/MWh)	Tarifa dinâmica (€/MWh)	
			Valor	% de redução
% de GO	25%	157,99	148,68	5,89%
	50%		145,86	7,67%
	75%		143,05	9,46%
	100%		140,23	11,24%

Para o consumidor BTN por análise da tabela 5.11, observa-se que à medida que o valor da percentagem da garantia de origem vai aumentando, o mesmo comportamento ocorre com redução do valor da tarifa, na passagem da convencional para a dinâmica. O valor com maior redução é 11,24%, registado para um garantia de origem de 100%.

É de realçar que com uma GO de 100%, o consumidor continuará a pagar sempre um sobre-custo de PRE independentemente da classe a que pertence, uma vez que a função que define o valor do sobrecusto de PRE para cada classe só é nulo quando a percentagem de PRE é 150% do consumo (observável na figura 5.1).

#### 5.3.3.6 Análise ao preço do comercializador

De modo a analisar a perspectiva do comercializador aquando do fornecimento de energia com garantia de origem ao consumidor, determinou-se quais os preços praticados sem que o consumidor saia prejudicado, relativamente a uma solução apenas com a inserção do autoconsumo.

Tabela 5.12: Valor da energia fornecida (€/MWh) pelo comercializador aplicado no contrato de GO.

Classe do Consumidor		
MT	BTE	BTN
0,20	1,35	37,65

Como se pode observar pela tabela 5.12, o consumidor BTN representa o valor mais alto, onde a partir dos 37,65 €/MWh cobrados pelo comercializador passa a não ser benéfico para o consumidor a adoção das GO.

Para as restantes classes de consumidores os valores foram de 0,20 €/MWh e 1,35 €/MWh respetivamente para MT e BTE.

## 5.4 Análise a uma Implementação Atual

O modelo da tarifa dinâmica adotado nesta dissertação, implicará uma resposta dos consumidores no sentido de optar por consumo de renováveis, tendendo a reduzir as contribuições para o

sobrecusto. Para manter as mesmas contribuições poderá ser necessário a ERSE ajustar as equações das retas todos anos.

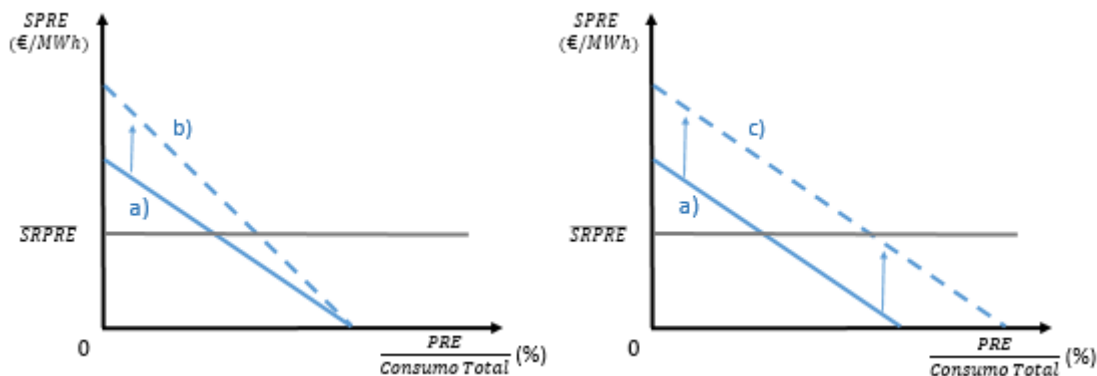


Figura 5.69: Função representativa do comportamento da tarifa dinâmica consoante a variável do sobrecusto médio de PRE.

Através da figura 5.69 observamos que existem duas possibilidades de ajuste: a primeira (a figura da esquerda) é mais adequada se não aumentar a capacidade instalada de renovável, aumentando a contribuição dos consumos não renováveis, a reta assinalada a) representa a tarifa dinâmica, e a b) temos que representa a reta da tarifa dinâmica ajustada tendo em conta as contribuições adquiridas pelo sistema elétrico.

Na segunda hipótese (figura da direita) será aumentar de forma igual a contribuição do sobrecusto para todos os consumidores independentemente do seu consumo de renovável, esta solução ajusta o modelo a um incremento nacional de capacidade instalada de renovável, c) representa essa nova reta da tarifa dinâmica. Outro aspeto prende-se com o facto de que o valor mínimo de custo da tarifa dinâmica sofreria um aumento.

## Capítulo 6

# Conclusões

### 6.1 Satisfação dos Objetivos

O grande aumento por parte das tarifas no que diz respeito à sua componente do sobrecusto de PRE tem vindo a aumentar em larga escala, o que tem instigado a uma análise metódica e analítica na forma como se poderá optar por uma metodologia que permita essa mesma redução de custos, sem no entanto prescindir da aposta nas energias de fontes renováveis, juntamente com um consumo cada vez maior por parte dos consumidores neste tipo de energia.

O objetivo principal desta dissertação prendia-se com o desenvolvimento de um modelo de tarifa dinâmica que permitisse uma maior interação por parte do consumidor, conjuntamente com o objetivo de incutir no próprio uma prioridade no consumo de energia renovável através da consequente redução do seu valor tarifário. Assim, com base no modelo tarifário dinâmico foram estudados diversos casos quer a nível de sistema, através dos consumos agregados, quer a nível do consumidor, onde foram ainda estudados os casos para a inserção das opções de autoconsumo e de garantias de origem.

Tal como definido nos objetivos iniciais, após o desenvolvimento das metodologias, foram simulados os modelos de tarifa convencional e dinâmica para vários períodos (diário, mensal, anual e período horário), tendo em conta os despachos dos anos 2013 a 2016, para os três níveis de tensão (MT, BTE e BTN), comparando o modelo de tarifa dinâmica desenvolvido com o atualmente imposto (convencional).

### 6.2 Conclusões

Em Portugal, o consumidor paga as renováveis através das tarifas indexadas nas faturas energéticas, no entanto não possui qualquer tipo de reconhecimento pelo benefício ambiental que tal aporta, aliando-se o facto de uma inexistência no reconhecimento relativamente a quais as classes de consumidores que pagam os custos com renováveis.

Através da metodologia formulada nesta dissertação, os consumidores que não optem pelo consumo de energia proveniente de fontes renováveis pagarão mais caro pelo preço da energia, o que irá proporcionar uma maior procura nas horas onde a produção de renovável é maior.

Também deste modo, é incutido a ação por parte dos comercializadores de fazerem propostas/oferecer produtos de renováveis, originando-se um mercado próprio. Os comercializadores vão ter tendência para comprar energia com garantia de origem renovável ou optar pela compra mais em termos de proporção nas horas em que existe uma maior produção de energia renovável, tendo margem para comprar mais caro que a energia de mercado. Este processo despoleta um novo mercado pela procura de mais renovável sem que haja custos adicionais para o sistema, conjugado com a não necessidade de qualquer tipo de subsídio direta.

De forma a ser possível a construção de um sistema deste género, são necessários dois níveis: um primeiro está relacionado com a energia renovável do sistema, onde existe a necessidade de criar um mecanismo/plataforma de contabilização que registe hora a hora ou mês a mês todos os valores e proceda ao cálculo da percentagem de energia renovável no sistema. Este registo de cálculo pode ser no histórico, em que um consumidor adapta os seus hábitos de consumo energético para os dias seguintes consoante a informação aí recolhida, ou através de uma forma preditiva onde o consumidor tem informação acerca dos consumos previstos para o dia seguinte.

É necessário transpor para a tarifa de acesso à rede os descontos dinâmicos que serão diferentes para cada classe do consumidor, dependente da distribuição dos custos das renováveis pelas várias classes de consumidores. Como foi possível concluir pela análise da tabela 5.8 para o caso base, nem todas as classes de tensão conseguiram diminuir o seu custo de tarifa total através da implementação da tarifa dinâmica, como foi o caso do BTE. No entanto as classes de MT e BTN desceram, 0,01% e 0,19% respetivamente, com o BTN a descer significativamente comparando com as outras classes, algo já esperado uma vez que é esta a classe que acarreta com uma percentagem maior do sobrecusto de PRE, gráfico 5.4.

Num segundo nível, está inserido as componentes do autoconsumo e garantias de origem. A questão do autoconsumo é mais suscetível porque embora seja justa (é uma produção renovável) ela implica um desconto na tarifa de acesso à rede por estar a autoproduzir. No entanto, ela pode ser vista como um gerador de garantia de origem como já prevê a própria lei, mesmo que seja uma garantia de origem gerada e consumida no próprio instante. Nos casos simulados com esta opção, permitiu-nos concluir que a inserção deste tipo de variável reduziu os valores da tarifa dinâmica face à convencional, com o melhor resultado a ser obtido para a classe MT, com um valor de 5,54% observável uma vez mais na tabela 5.8 para o referente caso.

Quanto ao modelo com garantia de origem, permite ao consumidor optar por um consumo de eletricidade mais "verde" sem que seja prejudicado no preço da eletricidade, permitindo também diferenciar consumidores existindo uns que optem por soluções mais "verdes" e sendo assim mais beneficiados.

Este mecanismo só é possível estando ativo o sistema de certificação de energia renovável que é o sistema de garantia de origem, o próprio sistema de garantia de origem pode ser utilizado no autoconsumo em que a garantia de origem é gerada e consumida na própria, mas fica o registo da

sua existência para dar o direito ao desconto na tarifa de acesso à rede. Pela análise dos resultados obtidos (tabela 5.8) conclui-se que a garantia de origem constitui um benefício para os consumidores, na medida em que apresenta um valor de tarifa dinâmica menor relativamente à convencional, com a maior redução a pertencer ao consumidor BTN, com 7,67%. Também foi possível analisar a percentagem de renovável garantida em termos contratuais entre o comercializador e o consumidor/cliente, (gráficos 5.9, 5.10 e 5.11) constatando que o aumento a partir de um certo valor não é compensatório já que o valor da percentagem de redução diminui. Exemplos disso os casos com os consumidores de MT e BTE.

Deste modo, com os resultados obtidos nas diferentes simulações realizadas foi possível analisar o impacto da inserção de uma tarifa dinâmica no sistema elétrico português, no qual as principais conclusões retiradas foram as seguintes:

- Beneficia os consumidores mais amigos do ambiente e penaliza os que consomem eletricidade de fonte não renovável ou importada;
- Incentiva um maior consumo em horas com elevada penetração de renovável, ajudando desta forma a reduzir o impacto da intermitência no sistema;
- Reduz a exportação de energia renovável e consequentemente o sobrecusto desperdiçado na exportação;
- Reduz a importação energética por não existir incentivo sobre esta;
- Proporciona aos consumidores um mecanismo de resposta dinâmica e consequentemente uma forma de controlo indireta e gestão do sistema;
- Beneficia os consumidores que pagam as renováveis (atualmente os BTN) criando incentivo político a estruturas tarifárias que contribuam para as renováveis por parte dos restantes tipos de consumidores;
- Reconhece o valor da energia renovável produzida no sistema, algo que o mercado não consegue diferenciar atualmente;
- Incentiva indiretamente ao autoconsumo renovável sem que haja subsídio direto;
- Cria um mecanismo de valorização de GO renovável, criando um novo mercado com grandes oportunidades para as renováveis;
- Para os comercializadores abre novas oportunidades para novos produtos comercializados;
- O mecanismo proposto permite aos comercializadores vender energia verde, em GO, a preço mais baixo que a energia convencional, o que é mais justo e contrário ao que acontece atualmente;
- O modelo cria margem de lucro, na cadeia de comercialização, que permite pagar aos produtores de renováveis mais caro pela energia renovável produzida;

- Por valorizar mais a produção irá incentivar o investimento em novas centrais de renováveis, sem a necessidade de subsídição;
- O sistema continua a receber os mesmos valores CIEG para compensar os sobrecustos de renováveis já existente dos compromissos contratuais anteriores.

Em suma, a adoção deste tipo de solução proposta não é milagrosa, é sempre necessário manter o mesmo equilíbrio de CIEG que compense os sobrecustos de renováveis já existentes. Ao beneficiar os consumidores de renováveis endógenas (produzidas em Portugal) obriga a penalizar os consumidores de não renováveis (fosseis, ou importação), no entanto esta estratégia é politicamente interessante porque lança para o consumidor a escolha entre eletricidade cara e poluente ou eletricidade verde e barata. Desta forma liberta a pressão política, regulatória e operacional relativa a preços da eletricidade. No modelo regulatório atual a responsabilidade de eletricidade cara leva a que o consumidor culpabilize a produção das renováveis. No modelo proposto, a responsabilidade do preço da eletricidade ser mais cara será apenas dos próprios consumidores que optem por consumir eletricidade não verde ou não endógena. Adicionalmente este modelo, por ser construído sobre as tarifas de acesso às redes, não interfere com os atuais modelos de mercado de eletricidade nem com a sua tendência de integração internacional de mercados.



## Anexo A

### Anexos

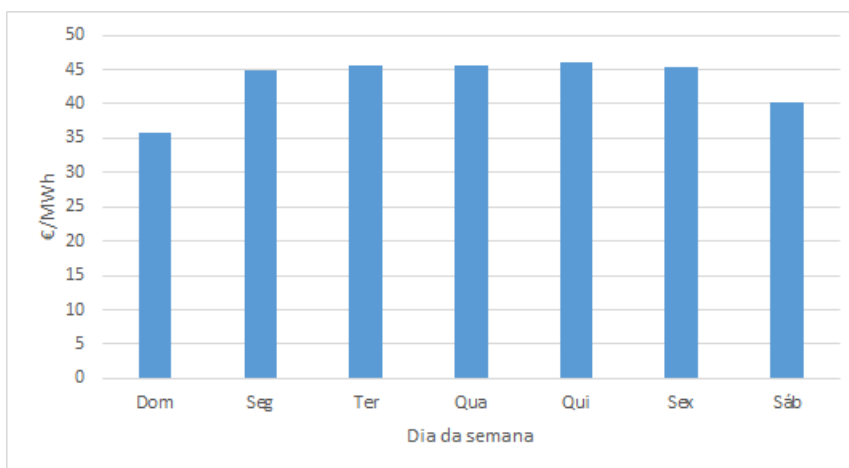


Figura A.1: Preço médio da energia em mercado para os diferentes dias da semana.

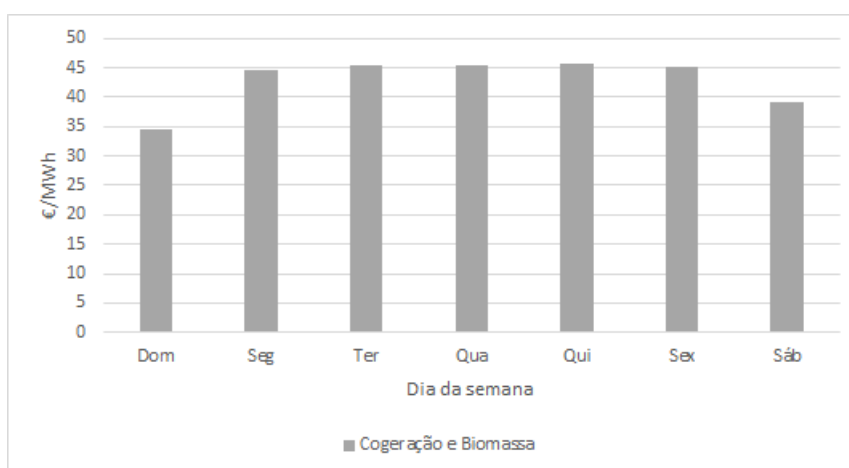


Figura A.2: Valor médio da energia em €/MWh para a cogeração e biomassa, para os diferentes dias da semana.

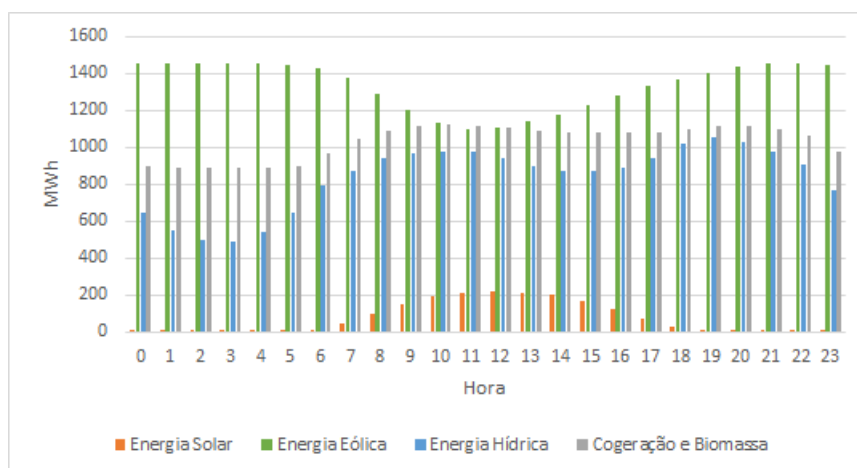


Figura A.3: Quantidades médias de produção de energia para as diferentes formas de PRE, em cada uma das horas do dia.

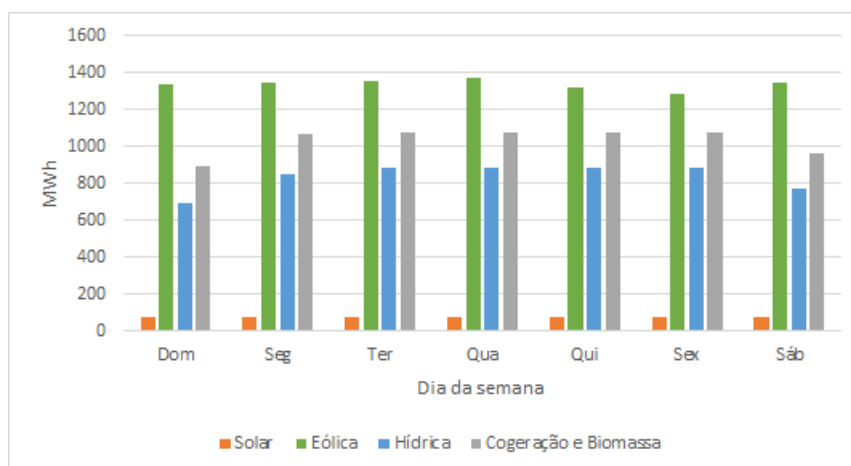


Figura A.4: Quantidades médias de produção de energia para as diferentes formas de PRE, em cada um dos diferentes dias da semana.

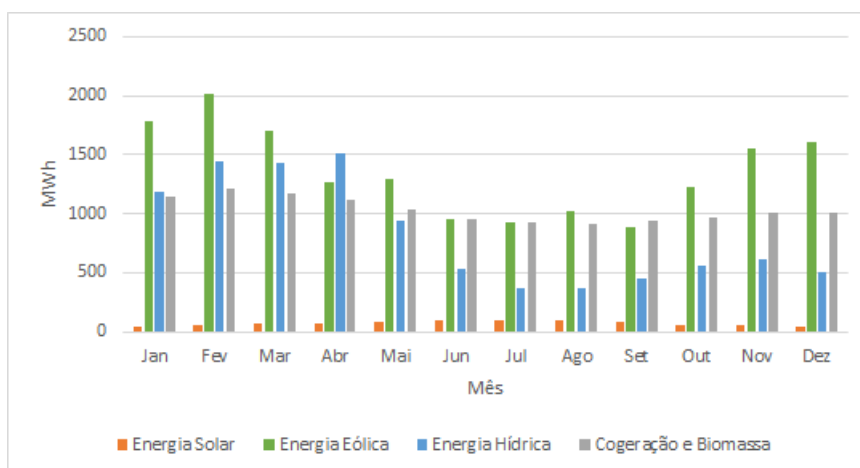


Figura A.5: Quantidades médias de produção de energia para as diferentes formas de PRE, em cada um dos meses do ano.

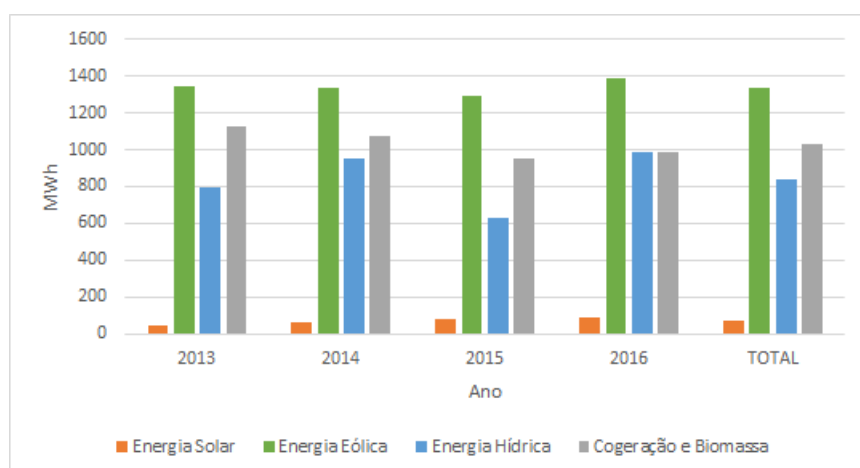


Figura A.6: Quantidades médias de produção de energia para as diferentes formas de PRE, para os diferentes anos analisados.

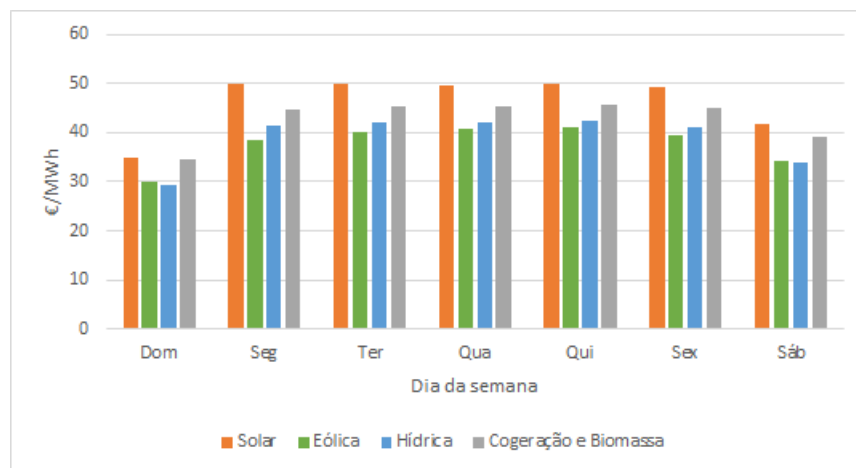


Figura A.7: Valor médio da energia para as diferentes formas de PRE, em cada um dos diferentes dias da semana.

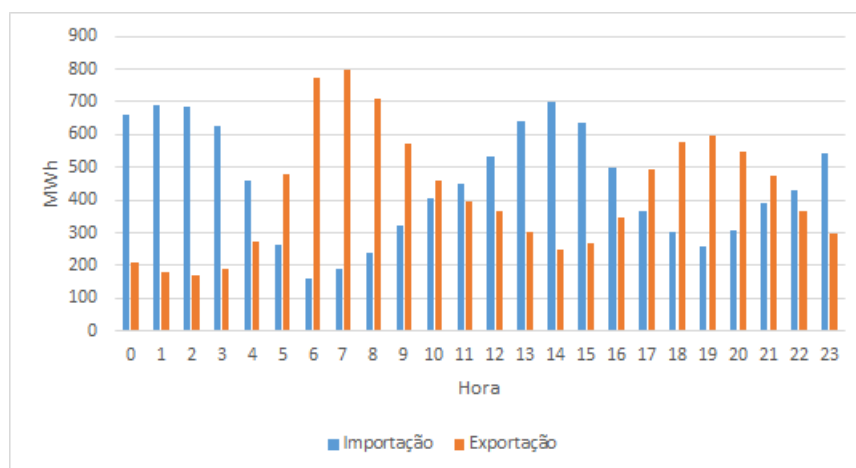


Figura A.8: Quantidades médias de energia importada e exportada, para os diferentes horas.

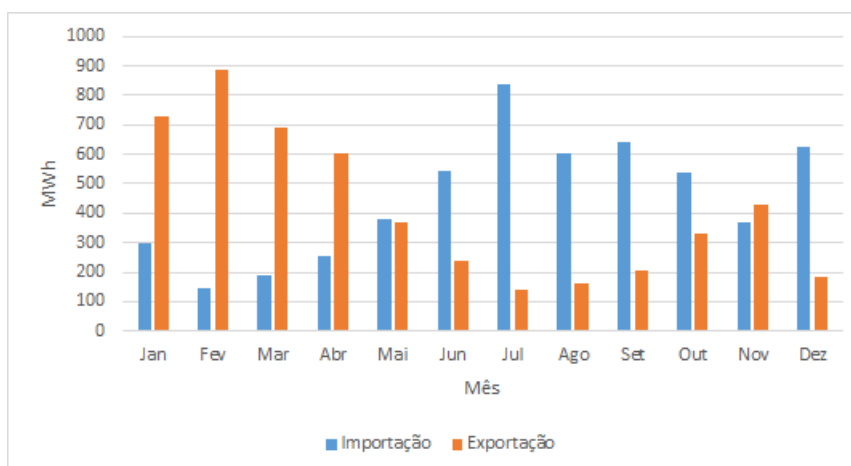


Figura A.9: Quantidades médias de energia importada e exportada, para os diferentes meses.

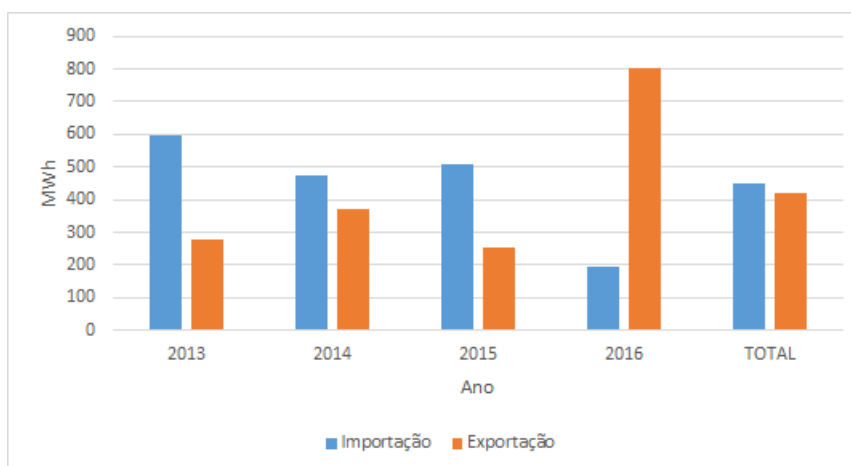


Figura A.10: Quantidades médias de energia importada e exportada, para os diferentes anos.



# Referências

- [1] República Portuguesa. Diário da República, 1.ª série — N.º 70 — 10 de abril de 2013 . Disponível em: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014\\_neeap\\_pt\\_portuga.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_neeap_pt_portuga.pdf).
- [2] eurostat. Energy, transport and environment indicators 2016 edition.
- [3] ERSE- ENTIDADE REGULADORA DOS SERVIÇOS ENERGÉTICOS. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/Paginas/home.aspx>.
- [4] National Renewable Energy Laboratory (NREL). "A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design." [Online]. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>.
- [5] Feed-in Tariffs (FIT) - energypedia.info. Disponível em: [https://energypedia.info/wiki/Feed-in\\_Tariffs\\_\(FIT\)](https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Tariffs_(FIT)).
- [6] Arne Klein, Anne Held, Mario Ragwitz, Gustav Resch, e Thomas Faber. Evaluation of different feed-in tariff design options: Best practice paper for the international feed-in cooperation. *Energy Economics Group & Fraunhofer Institute Systems and Innovation Research, Germany*, 2008.
- [7] Toby Couture e Yves Gagnon. An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, 38(2):955–965, Fevereiro 2010. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421509007940>.
- [8] Ole Langniß, Jochen Diekmann, e Ulrike Lehr. Advanced mechanisms for the promotion of renewable energy—Models for the future evolution of the German Renewable Energy Act. *Energy Policy*, 37(4):1289–1297, Abril 2009. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421508007052>.
- [9] Doerte Fouquet e Thomas B. Johansson. European renewable energy policy at crossroads—Focus on electricity support mechanisms, Novembro 2008. URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421508003078>.
- [10] Feed-in Tariffs Wind Energy - energypedia.info. Disponível em: [https://energypedia.info/wiki/Feed-in\\_Tariffs\\_Wind\\_Energy](https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Tariffs_Wind_Energy).
- [11] European Commission. European Commission guidance for the design of renewables support schemes. Disponível em: [http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/com\\_2013\\_public\\_intervention\\_swd04\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/com_2013_public_intervention_swd04_en.pdf).

- [12] Feed-in Premiums (FIP) - energypedia.info. Disponível em: [https://energypedia.info/wiki/Feed-in\\_Premiums\\_\(FIP\)](https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Premiums_(FIP)).
- [13] Dr. Mario Ragwitz. EU Renewable energy support schemes - Status quo and need for reform -. Disponível em: [http://ec.europa.eu/competition/state\\_aid/modernisation/ragwitz\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/competition/state_aid/modernisation/ragwitz_en.pdf).
- [14] Arne Klein, Benjamin Pfluger, Anne Held, Mario Ragwitz, Gustav Resch, Thomas Faber. Evaluation of different feed-in tariff design options – Best practice paper for the International Feed-In Cooperation. Disponível em: [http://www.feed-in-cooperation.org/wDefault\\_7/wDefault\\_7/download-files/research/best\\_practice\\_paper\\_2nd\\_edition\\_final.pdf](http://www.feed-in-cooperation.org/wDefault_7/wDefault_7/download-files/research/best_practice_paper_2nd_edition_final.pdf).
- [15] Renewable Energy Tendering Schemes - energypedia.info. Disponível em: [https://energypedia.info/wiki/Renewable\\_Energy\\_Tendering\\_Schemes](https://energypedia.info/wiki/Renewable_Energy_Tendering_Schemes).
- [16] Lessons for the tendering system for renewable electricity in South Africa from international experience in Brazil, Morocco and Peru. Disponível em: <http://www.ecofys.com/files/files/ecofys-giz-2013-international-experience-res-tendering.pdf>.
- [17] Anne Held, Mario Ragwitz, Malte Gephart, Erika de Visser, Corinna Klessmann. Design features of support schemes for renewable electricity. Disponível em: [http://www.eesc.europa.eu/resources/docs/2014\\_design\\_features\\_of\\_support\\_schemes--2.pdf](http://www.eesc.europa.eu/resources/docs/2014_design_features_of_support_schemes--2.pdf).
- [18] IRENA-International Renewable Energy Agency. Renewable Energy Auctions in Developing Countries . Disponível em: [https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA\\_Renewable\\_energy\\_auctions\\_in\\_developing\\_countries.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Renewable_energy_auctions_in_developing_countries.pdf).
- [19] LOUIS SEARS BAOPING SHANG DAVID COADY, IAN PARRY. How Large Are Global Fossil Fuel Subsidies? . Disponível em: [http://ac.els-cdn.com/S0305750X16304867/1-s2.0-S0305750X16304867-main.pdf?\\_tid=df90bb3e-0282-11e7-935d-00000aacb35d&acdnat=1488814857\\_52031b76ba46190fd91a46f878f832c7](http://ac.els-cdn.com/S0305750X16304867/1-s2.0-S0305750X16304867-main.pdf?_tid=df90bb3e-0282-11e7-935d-00000aacb35d&acdnat=1488814857_52031b76ba46190fd91a46f878f832c7).
- [20] REN21. ENERGIAS RENOVÁVEIS 2016 RELATÓRIO DA SITUAÇÃO MUNDIAL . Disponível em: [http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21\\_GSR2016\\_KeyFindings\\_po\\_01.pdf](http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_KeyFindings_po_01.pdf).
- [21] República Portuguesa. Diário da República, 1.ª série — N.º 134 — 13 de julho de 2015 . Disponível em: [http://www.oern.pt/documentos/legislacao/d\\_dl\\_dr/DL133\\_2015.pdf](http://www.oern.pt/documentos/legislacao/d_dl_dr/DL133_2015.pdf).
- [22] Comissão Europeia. RELATÓRIO DA COMISSÃO AO PARLAMENTO EUROPEU E AO CONSELHO - Aplicação do Acordo de Paris - Progressos no cumprimento do objetivo de, pelo menos, -40 % até 2030 . Disponível em: <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/PT/COM-2016-707-F1-PT-MAIN.PDF>.
- [23] Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos. PORTARIA N.º 394/2004 DE 19 DE ABRIL . Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/legislacao/Legislacao/Attachments/990/res6850E1C2589547B0838D29BACEA22AF0.pdf>.



- [24] João Pedro Costa Correia Bernardo. O aproveitamento das fontes renováveis de energia em Portugal . Disponível em: [http://www.escoladaenergia.abae.pt/investiga/docs/pdf/AproveitamentoFontesRenovaveisEnergia\\_Portugal.pdf](http://www.escoladaenergia.abae.pt/investiga/docs/pdf/AproveitamentoFontesRenovaveisEnergia_Portugal.pdf).
- [25] Subsidy, Fevereiro 2017. Page Version ID: 763562199. URL: <https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Subsidy&oldid=763562199>.
- [26] AT autoridade tributária e aduaneira. IRS MOD3 2011 . Disponível em: [http://info.portaldasfinancas.gov.pt/nr/rdonlyres/7166a9cb-4e63-43d6-a8d9-631dc2a91a1d/0/irsmod3\\_2011internet.pdf](http://info.portaldasfinancas.gov.pt/nr/rdonlyres/7166a9cb-4e63-43d6-a8d9-631dc2a91a1d/0/irsmod3_2011internet.pdf).
- [27] G. Masson, J. I. Briano, and M. J. Baez. REVIEW AND ANALYSIS OF PV SELF-CONSUMPTION POLICIES. 2016.
- [28] República Portuguesa. Diário da República, 1.<sup>a</sup> série — N.º 202 — 20 de outubro de 2014 . Disponível em: <https://dre.pt/application/file/58428682>.
- [29] Angelo Campoccia, Luigi Dusonchet, Entzo Telaretti, e Georgio Zizzo. Comparative analysis of different supporting measures for the production of electrical energy by solar pv and wind systems: Four representative european cases. *Solar Energy*, 83(3):287–297, 2009.
- [30] TE Del Carpio-Huayllas, DS Ramos, e RL Vasquez-Arnez. Feed-in and net metering tariffs: An assessment for their application on microgrid systems. Em *Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition (T&D-LA), 2012 Sixth IEEE/PES*, páginas 1–6. IEEE, 2012.
- [31] Andreas Poullikkas. A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential pv systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 3:1–8, 2013.
- [32] SolarPower Europe. Renewable self-consumption- cheap and clean power at your doorstep. 2015.
- [33] EUROPEAN COMMISSION. Commission staff working document- best practices on renewable energy self-consumption. 2015.
- [34] Portal ERSE - Mercado Grossista de Electricidade. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/Paginas/default.aspx>.
- [35] Portal ERSE - Mercado Diário. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadodiario/Paginas/default.aspx>.
- [36] Portal ERSE - Mercado a Prazo. URL: <http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/mercadoaprazo/Paginas/default.aspx>.
- [37] OMIP > Auctions > Solar Auctions > Description. URL: <http://www.omip.pt/Subastas/SubastasSolares/Descripci%C3%B3n/tabid/346/language/en-GB/Default.aspx>.
- [38] OMIP > Mercado de Derivados > Modelo de Mercado. URL: <http://www.omip.pt/MarketInfo/ModelodeMercado/tabid/75/language/pt-PT/Default.aspx>.

- [39] Stine Grenaa Jensen, Klaus Skytte. Simultaneous attainment of energy goals by means of green certificates and emission permits. Disponível em: [http://ac.els-cdn.com/S0301421502001180/1-s2.0-S0301421502001180-main.pdf?\\_tid=eee790aa-fcf9-11e6-b342-00000aacb35f&acdnt=1488206286\\_921302a0e538ad161fdb17b5ad454b0b](http://ac.els-cdn.com/S0301421502001180/1-s2.0-S0301421502001180-main.pdf?_tid=eee790aa-fcf9-11e6-b342-00000aacb35f&acdnt=1488206286_921302a0e538ad161fdb17b5ad454b0b).
- [40] ren. DESENVOLVIMENTOS, EM PORTUGAL, DO SISTEMA RECS—RENEWABLE ENERGY CERTIFICATE SYSTEM. Disponível em: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoCertificados/InformacaoTrimestral/1%C2%BA%20Trimestre%202006.pdf>.
- [41] Renewable Energy Quota and Certificate Schemes - energypedia.info. URL: [https://energypedia.info/wiki/Renewable\\_Energy\\_Quota\\_and\\_Certificate\\_Schemes](https://energypedia.info/wiki/Renewable_Energy_Quota_and_Certificate_Schemes).
- [42] F. Matos, J. Sousa, V. Mendes. Os Certificados Verdes: Promoção das Energias Renováveis no Espaço Ibérico. Disponível em: [http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/Artigos/13\\_JSousa\\_CVerdes\\_Portalegre2005.pdf](http://pwp.net.ipl.pt/deea.isel/jsousa/Artigos/13_JSousa_CVerdes_Portalegre2005.pdf).
- [43] European Commission. Supporting investments into renewable electricity in context of deep market integration of res-e after 2020: Study on eu-, regional- and national-level options.
- [44] INESCPorto ATKearney. Recomendações para uma estratégia sustentável de eficiência energética e exploração de energias renováveis para Portugal, 2012.
- [45] F Javier Ramírez, A Honrubia-Escribano, E Gómez-Lázaro, e Duc T Pham. Combining feed-in tariffs and net-metering schemes to balance development in adoption of photovoltaic energy: Comparative economic assessment and policy implications for European countries. *Energy Policy*, 102:440–452, 2017.
- [46] República Portuguesa. Diário da República, N.º 123 — 27-5-1988. Disponível em: <https://www.edpsu.pt/pt/PRE/cogeracao/RegulamentaoDocs/DL189-88.pdf>.